

CONSEJO ECONOMICO SOCIAL



Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.16/Rev.3
(CCE/SC.5/GRIE/IX/3/Rev.3)
18 de diciembre de 1985

ORIGINAL: ESPAÑOL

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

Comité de Cooperación Económica del
Istmo Centroamericano

Subcomité Centroamericano de Electrificación
y Recursos Hidráulicos

Novena Reunión del Grupo Regional sobre
Interconexión Eléctrica (GRIE)
(Ciudad de México, 21 a 23 de agosto de 1985)



DIAGNOSTICO Y PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO
EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

INDICE

	<u>Página</u>
I. Síntesis y conclusiones	1
1. Síntesis	1
a) Antecedentes socioeconómicos	1
b) La problemática energética de la región	3
c) Características principales del subsector eléctrico	7
d) Perspectivas del subsector eléctrico según los programas de expansión. Importancia de la integración regional	13
2. Conclusiones	18
II. Panorama energético de la región	24
1. Rasgos principales de la evolución económica del Istmo Centroamericano durante el período 1972-1983	24
a) El período 1972-1978	26
b) El período 1979-1983	29
2. Los recursos energéticos	35
3. El balance energético de la región	38
4. La demanda de energía y su vinculación con la evolución económica	41
a) La demanda y su composición por fuentes	41
b) La demanda por sectores consumidores	47
5. La oferta interna bruta de energía	59
6. El subsector hidrocarburos	59
III. El subsector eléctrico	63
A. Aspectos técnicos	63
1. Sistemas interconectados nacionales	63
a) Balance electroenergético regional	63
b) Evolución de la demanda de energía eléctrica	66
c) Indices de electrificación	67
d) Evolución de la estructura de la generación de energía eléctrica	69
e) La infraestructura existente	72

	<u>Página</u>
2. La interconexión regional	76
B. Aspectos económico-financieros	78
1. Ingresos, gastos y resultados de explotación	78
a) Precios medios (ingresos medios por ventas)	78
b) Los costos de explotación. Incidencia de los gastos en combustible	80
c) El costo de los intercambios de energía	84
d) Resultados de explotación. Rentabilidad	86
2. Las inversiones y el financiamiento	90
C. Aspectos institucionales y legales	95
1. Organización del subsector eléctrico en los países de la región	95
2. Características principales de los convenios de interconexión entre países	96
IV. Los programas de expansión vigentes	99
1. Proyecciones de la demanda eléctrica	100
a) Mercados eléctricos nacionales	100
b) Análisis regional de la demanda eléctrica	102
2. Programas de expansión de los sistemas de generación	105
a) Programas nacionales	105
b) Implicaciones regionales de los programas de expansión	115
c) Aspectos económico-financieros	121
V. Posibles intercambios de energía eléctrica económica entre países en un futuro previsible	127
1. Excedentes y faltantes estacionales de energía económica a nivel de países	127
a) Costa Rica	129
b) El Salvador	130
c) Guatemala	130
d) Honduras	133
e) Nicaragua	133
f) Panamá	134
2. Análisis de posibles flujos de energía eléctrica entre países	136

I. SINTESIS Y CONCLUSIONES

1. Síntesis

a) Antecedentes socioeconómicos

El propósito fundamental de este trabajo es presentar un panorama suficientemente completo -aunque evitando caer en demasiados detalles- de la problemática del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano, poniendo especial énfasis en las implicaciones de tipo regional, analizando su evolución reciente y su situación actual y examinando las perspectivas a mediano y largo plazos.

Como es sabido, la región está atravesando por la más profunda crisis política, social y económica del período de posguerra, y quizás de su historia, luego de una franca expansión económica que se prolongó por unos veinte años (entre 1950 y 1970). Durante ese lapso, el desarrollo económico de la región mantuvo un dinamismo sostenido en un marco de estabilidad financiera y monetaria, si bien con una fuerte dependencia del comportamiento de factores de origen externo -trascendiendo incluso el ámbito puramente económico- que luego tendrían una repercusión determinante en el surgimiento de la crisis iniciada en 1979. La expansión del comercio internacional dio lugar a un crecimiento importante y a cambios estructurales en las importaciones y exportaciones. El financiamiento externo también desempeñó un papel importante en el desenvolvimiento económico al compensar la merma de las exportaciones en períodos de recesión. El producto por habitante creció significativamente y el industrial incrementó su participación en el total impulsado por el proceso de integración económica. Sin embargo, este dinamismo en la actividad económica no resolvió -antes bien, agravó en algunos casos- los desequilibrios en la distribución del ingreso, manteniéndose un alto índice de incidencia de la pobreza sobre la población de la región. Además, las transformaciones producidas durante este período generaron nuevas capas económicas y sociales que fueron yuxtaponiéndose a las anteriores, en un proceso de cambio que no comprometió esencialmente a las estructuras preexistentes.

En el período 1972-1978 se prolongó el dinamismo en el crecimiento económico, aunque comenzaron a debilitarse los factores que lo habían impulsado anteriormente; el proceso de integración económica se vio afectado por diversas circunstancias; varios fenómenos naturales repercutieron adversamente en las economías de la región; el precio del petróleo experimentó fuertes alzas en 1973, 1974 y posteriormente en 1979, y la recesión internacional contrajo el comercio mundial y por ende la demanda externa, condicionando la evolución de las economías del Istmo, en virtud de su alta dependencia frente al exterior. El sector estatal, a través de la

/inversión

inversión pública, influyó asimismo de manera preponderante en el desarrollo económico alcanzado en esos años, con el consiguiente incremento del déficit fiscal al no aumentarse los ingresos en la proporción adecuada, generándose presiones inflacionarias.

El impacto del alza de precios de los hidrocarburos y la inflación internacional se reflejaron en un deterioro de los términos del intercambio y en una disminución del poder de compra de las exportaciones que requirieron -junto con las necesidades de financiamiento externo para los programas de inversión pública, entre ellos para el sector energía-, cada vez mayor financiamiento externo que se obtuvo de un mercado financiero internacional con exceso de liquidez, si bien se recurría en medida creciente a préstamos de fuentes privadas en condiciones de contratación más duras.

La inestabilidad financiera se fue acentuando y se manifestó en el incremento del desequilibrio del balance de pagos y del presupuesto fiscal, así como en incrementos de los niveles de precios que tuvieron un efecto regresivo en la distribución del ingreso, deteriorando la capacidad de compra de los asalariados y restringiendo la demanda interna.

Los factores mencionados, junto con los conflictos sociales y políticos que se agudizaron en algunos países, fueron conduciendo a una situación que hizo crisis, en general, a partir de 1979. Por consiguiente, decayó bruscamente la actividad productiva, se deterioró considerablemente el ingreso real por habitante (en 1984, a pesar de una leve mejoría, llegó al nivel de 1970), se elevaron los índices de desocupación de la mano de obra y de la capacidad -principalmente industrial-, se acrecentaron los desequilibrios en las cuentas públicas y en el balance de pagos, incluyendo altos niveles de endeudamiento externo, presiones inflacionarias y una franca disminución de los niveles de ahorro e inversión, aunada a una fuga masiva de capitales. En estas condiciones, el espacio para superar los desequilibrios y manejar la política económica se hizo cada vez más estrecho.

En el marco económico y social descrito en los párrafos precedentes, se desarrollaron las actividades del sector energía. El subsector eléctrico emprendió notorios esfuerzos por desarrollar los recursos energéticos naturales de la región que tuvieron un efecto positivo al atenuar el impacto negativo del alza de precios del petróleo -particularmente sobre la generación eléctrica- y otro negativo porque demandaron cuantiosas inversiones, con un alto componente externo, que repercutieron significativamente sobre el incremento de la deuda externa y su servicio.

/b) La problemática

b) La problemática energética de la región

Puede decirse que la mayor parte de los recursos energéticos de la región, al menos los conocidos hasta la fecha, son de carácter renovable. Sólo en Guatemala se han comprobado reservas de hidrocarburos -de aproximadamente 20 millones de barriles, unas 2.5 veces el consumo anual de hidrocarburos para 1983- y en varios países se están llevando a cabo programas de prospección.

El principal recurso energético de la región es el hidroeléctrico, que asciende a nivel de potencial identificado, a 112 000 GWh generables en año medio, alrededor de 25 500 MW instalables a factor de planta 0.5 -equivalentes a casi 600 000 barriles diarios de petróleo en términos de los requerimientos para generarlos con plantas térmicas- aproximadamente seis veces la demanda anual actual de productos petroleros del Istmo. Pese a que en el último decenio se intensificó el desarrollo eléctrico, solamente se ha instalado un 10% del potencial total regional, aunque debe señalarse que este aprovechamiento tiene un límite definido por la demanda de energía eléctrica y que sólo podría extenderse más allá de ese límite en la medida en que la electricidad sustituya cantidades adicionales de otros energéticos.

La geotermia, aunque no está todavía suficientemente desarrollada como para disponer de una cuantificación del potencial para la región, va incrementando su importancia relativa. Existen ya centrales en operación en dos países de la región -El Salvador y Nicaragua-, siendo el primero el que más ha desarrollado este recurso, cuyo potencial se estima entre 1 400 y 1 900 MW, convirtiéndose en un elemento esencial para atender el crecimiento de su sistema eléctrico en los próximos decenios debido a que casi se han agotado en ese país los sitios hidroeléctricos aprovechables.

La biomasa puede considerarse el otro gran recurso energético de la región, principalmente la de origen forestal (leña). Actualmente, la leña cubre una parte sustancial del consumo energético sobre la base de formaciones no boscosas o podas de plantaciones. Sin embargo, la utilización potencial de los bosques productores de media y alta densidad para la obtención de este energético como subproducto de la actividad forestal para su uso a escala comercial, presenta dimensiones importantes según estimaciones efectuadas en algunos países de la región, las cuales indican que para cuatro de ellos habría un potencial bruto total de unos 49 millones de toneladas anuales, equivalentes en poder calórico a aproximadamente 128 millones de barriles de petróleo al año, lo que en términos de energía útil representa unos 21 000 barriles de petróleo diarios.

Frente a estos recursos energéticos importantes -sobre los demás el conocimiento es, en general, escaso o nulo- la región muestra una incongruencia notable, ya que los hidrocarburos, no disponibles como recurso natural, se consumen en altas proporciones fomentados por lo atractivo de su costo antes de 1983 y la tecnología disponible. En efecto, el balance energético de la región se encuentra totalmente dominado, tanto a nivel de

/oferta

oferta como de consumo, por dos fuentes de energía: el petróleo y la leña, como se indicó anteriormente. En 1983 más del 80% del consumo y la oferta global de energía de la región fue cubierto por estos dos energéticos. Entre ellos los hidrocarburos revistieron especial importancia por provenir casi en su totalidad del exterior, constituir la mayor fuente de energía comercial del Istmo y abastecer prácticamente el 100% de los requerimientos del transporte y más del 40% del consumo industrial. La leña, por su parte, se destina primordialmente al uso doméstico, y en particular para la cocción de alimentos en los estratos de menores ingresos, principalmente en áreas rurales, cubre cerca del 90% del consumo residencial y comercial y no más del 20% del consumo energético industrial. Esta característica del balance energético la determina esencialmente la marcada desigualdad en la distribución del ingreso y la elevada incidencia de la pobreza, ya que aproximadamente el 60% de la población del Istmo vive en condiciones de pobreza -unos 15 millones de personas, de las cuales 10 millones están en condiciones de extrema pobreza- y utiliza leña como única fuente de energía. El 40% restante consume esencialmente energías comerciales, ya sea en forma directa o indirecta, a través del consumo de bienes y servicios para cuya producción se utiliza energía.

A pesar del desarrollo hidroeléctrico y geotérmico intensivo del último decenio ya señalado, estas fuentes todavía no llegan a participaciones muy elevadas en el balance energético, como se indicó anteriormente, aunque sí muestran una penetración acelerada a nivel de la oferta interna bruta.

La demanda neta energética del Istmo se encuentra en el orden de los 86 millones de barriles de petróleo equivalente por año, según cifras de 1983, de los cuales el 45% (39 millones) correspondió a energías comerciales y el resto a leña. Dicha demanda se distribuye entre leña (55%), hidrocarburos (32%), electricidad (6%) y otras fuentes (7%). En términos de energía útil puede estimarse que 45% a 50% de los requerimientos se cubren con hidrocarburos, 25% a 30% con electricidad y 20% a 25% con leña. Este cambio en el aporte de la energía eléctrica se debe a la mayor eficiencia relativa en el uso de la electricidad en relación a los hidrocarburos por una parte, y por la otra, a la muy baja eficiencia en la utilización de la leña.

La participación de la electricidad como fuente de energía comercial muestra una tendencia notoriamente creciente, llegando a cubrir un 14% del consumo total de energía comercial en 1983; en el sector doméstico, satisface actualmente más de la mitad del consumo de energías comerciales -debido en gran medida al crecimiento experimentado por el índice de electrificación de la población- y en la demanda industrial su peso relativo se mantiene más o menos estable y es mucho más reducido.

El consumo por habitante de electricidad (unos 350 kWh/hab para 1983) -así como el de energía comercial, que fue de algo más de 200 kep/hab en dicho año- continúa siendo muy bajo en comparación con los que se observan en los países industrializados e incluso en Latinoamérica, lo que refleja los serios problemas de desarrollo que aquejan al Istmo Centroamericano. Al efecto, basta comparar la media regional indicada para el

/consumo

consumo por habitante de electricidad, con los 1 135 kWh/hab correspondientes a América Latina en 1981 o con los más de 10 000 de los Estados Unidos.

La demanda de energía comercial es absorbida en su mayor parte (75% del total) por el transporte y la industria -casi en igual proporción- y el resto por el sector residencial y comercial y otros consumos. No se advirtieron variaciones de importancia en esta distribución durante el período 1972-1983.

La demanda de energía está generalmente determinada por la evolución económica. Por lo tanto, la crisis actual por la que atraviesan los países de la región afectó la evolución del consumo energético. Así, la demanda de energía disminuyó notoriamente entre 1979 y 1982, básicamente debido a una reducción de 5% anual en la demanda de hidrocarburos. La electricidad también resintió los efectos de la crisis, pero no se contrajo su demanda en valores absolutos; únicamente disminuyó su tasa de crecimiento a menos de la mitad de la observada en el período 1972-1978. En cambio, la demanda de leña en general no fue afectada, ya que es utilizada principalmente para la cocción de alimentos por los sectores de menores ingresos que viven generalmente al margen de la economía.

Como se ha indicado, las importaciones energéticas de la región están constituidas esencialmente por hidrocarburos y representan un 36% de la oferta interna bruta de la región. Es decir, su grado de autoabastecimiento global es del 64%, índice que disminuye al 30% en relación con las energías comerciales. Estas importaciones se distribuyen entre petróleo y derivados y sus proporciones varían, según los países, de acuerdo con su capacidad de refinación, así como con la composición de la demanda, ya que la estructura de refinación para un tipo de crudo dado está determinada por el tipo de refinerías existentes en el área y es, por ello, poco flexible.

Las refinerías de la región son del tipo hydroskimming, o de destilación e hidrotratamiento; no tienen capacidad de conversión secundaria y su tamaño es reducido (entre 14 000 y 17 000 barriles diarios), con excepción de la de Panamá, que tiene una capacidad de 80 000 barriles diarios en destilación atmosférica. De ahí que la estructura de producción de los derivados, como ya se mencionó, esté básicamente determinada por el tipo de crudo, natural o reconstituido, que se procese.

En virtud de la manera en que está estructurada la demanda de derivados (incluyendo el consumo para generación eléctrica) y de los rendimientos volumétricos de los crudos utilizados normalmente en la región, existe una distorsión difícil de superar con las refinerías existentes actualmente. Mientras la demanda (con un nivel cercano a

/los 100 000

los 100 000 barriles diarios) se compone, como media regional, de 30% de livianos, 45% de intermedios y 25% de pesados -evidentemente orientada hacia los destilados medios, principalmente el diesel (37%)-, los rendimientos medios de los crudos mexicanos y venezolanos utilizados actualmente se sitúan en 30% de livianos, 26% de intermedios y 52% de pesados.

Este desequilibrio estructural da por resultado que, aun en los casos en que la capacidad global de refinación coincide con los requerimientos del mercado, se deban importar en algunos países cantidades importantes de productos refinados, principalmente diesel, y se produzcan incluso excedentes de combustóleo difíciles de colocar en el mercado externo en condiciones de precio favorables. Esta situación la acentúa, al menos a corto plazo, el menor uso de combustibles pesados para generación termoeléctrica. En consecuencia, este es un punto que requiere de coordinación entre el subsector eléctrico y el petrolero. Los países del área deberían estudiar en un futuro próximo la posibilidad de expandir y reestructurar su capacidad de refinación, e incluso considerar alguna alternativa de operación regional coordinada de las refinerías.

c) Características principales del subsector eléctrico

Puede decirse que el desarrollo del subsector eléctrico en el período analizado (1972-1983) presentó tres rasgos sobresalientes: el intenso esfuerzo realizado por las empresas para cambiar la estructura de generación utilizando fuentes hidro y geotérmicas en sustitución de las termoeléctricas; el inicio de la concreción física del proceso de interconexión regional a niveles subregionales, y los agudos desequilibrios financieros que enfrentaron, en general, las empresas eléctricas debido a la magnitud de los programas de inversión ejecutados en un marco de deterioro económico general de la región que impidió el correspondiente incremento de los ingresos, debiendo recurrirse al financiamiento externo en proporciones crecientes.

En efecto, la evolución del balance electroenergético de la región a nivel de los sistemas interconectados nacionales muestra, como característica más importante, un cambio significativo en la estructura de la generación de energía eléctrica al disminuir la participación térmica en la generación bruta de un 47% en 1972 a un 30% en 1983, gracias a un incremento sustancial en la producción hidroeléctrica y geotérmica. Costa Rica y Honduras se han mantenido en general en los niveles más altos de generación hidroeléctrica, llegando incluso el primer país al 100% hacia el final de dicho lapso. Se incorpora a este grupo El Salvador luego de la entrada en operación de las centrales de Cerrón Grande (hidro) y Ahuachapán (geotérmica). Mientras tanto, en los otros tres países creció sustancialmente la participación de su generación de energía económica (hidro y geo).

Adicionalmente, se suscitaron ciertos cambios de menor relevancia -comparados con el indicado anteriormente-, como el incremento porcentual de las pérdidas de transmisión y distribución, explicable al menos en parte por un aumento de la generación hidro, ubicada en general a mayores distancias de los centros de carga; una disminución del consumo propio de las centrales debido también a la mayor proporción de generación hidro, y por supuesto, una reducción, en términos relativos, del consumo de combustibles por las razones explicadas.

Por otro lado, entre comienzos y finales del período se estabilizó la eficiencia global del servicio eléctrico en un 38%, debido fundamentalmente a que la mayor eficiencia de las centrales hidroeléctricas fue contrarrestada por la aparición de las geotérmicas, cuyo rendimiento energético es muy reducido, entre 12% y 16%. Tampoco ocurrieron cambios relevantes en la estructura sectorial del consumo, con la excepción quizás del período 1972-1982 en el que el consumo del sector industrial resintió en mayor medida el impacto de la crisis. Por otro lado, el sector residencial evolucionó de manera más regular debido a que cubre, como ya se ha dicho, necesidades básicas de la población y que el índice de electrificación creció un 50% al ampliarse la cobertura del servicio de un 25% a un 37% de la población total del Istmo, según las estimaciones correspondientes a 1972 y 1983, respectivamente.

/Cabe señalar

Cabe señalar que una elevación adicional del índice de población servida no constituye únicamente un problema de expandir el servicio -que implica inversiones cada vez más altas para incorporar mercados más reducidos-, sino también tropezará con la falta de demanda en virtud de las condiciones de desarrollo socioeconómico en las áreas actualmente servidas y no servidas.

El mercado eléctrico de la región ascendía, a nivel de generación neta y según cifras de 1983, a algo más de 10 TWh, con una demanda máxima no simultánea cercana a 1.9 GW, con factores de carga variables entre 50% y 67%, según los países. Más de la mitad de este mercado corresponde a Costa Rica y Panamá, países que presentan también los mayores índices estimados de población servida (75% y 55%, respectivamente).

En relación con el segundo de los rasgos sobresalientes del desarrollo eléctrico mencionado al comienzo, en 1976 se concretó la interconexión entre Nicaragua y Honduras, aunque los intercambios no han sido significativos por no disponer dichos países de excedentes de energía económica. También se inició en 1982 la de Nicaragua y Costa Rica, configurándose así desde esa fecha un sistema tripartito con flujos de energía importantes esencialmente desde Costa Rica hacia los otros dos países.

La magnitud de estos intercambios cobró relevancia puesto que entre mediados de 1982 y junio de 1984 el sistema costarricense entregó unos 570 GWh al sistema nicaraguense, y unos 250 GWh al hondureño. En términos relativos, Nicaragua importó un 30% de su demanda interna de energía eléctrica en 1983 y Honduras un 14%, exportando Costa Rica el 17% de su generación neta. El valor de los intercambios entre Costa Rica y Nicaragua durante el lapso indicado ascendió a 22 millones de dólares, con un precio medio cercano a los cuatro centavos de dólar por kWh y a poco más de 10 millones de dólares para el caso de las exportaciones de Costa Rica a Honduras (un promedio de 4.2 centavos por kWh). Estos costos promedio pueden compararse con la media para ambos países correspondiente al gasto de combustible para generación térmica que es de unos seis centavos de dólar, y el costo medio total (incluyendo operación y mantenimiento) que se eleva a unos ocho centavos por kWh, aproximadamente. Consecuentemente, puede afirmarse que la compra de energía económica a través de la interconexión representó seguramente un ahorro significativo.

En el período estudiado también se firmaron los convenios para interconectar los sistemas de Costa Rica y Panamá, por un lado, y Guatemala y El Salvador, por el otro. Se acordó la construcción de ambas líneas cuya entrada en operación se prevé para 1986, por lo que se integrarán dos sistemas subregionales: Guatemala-El Salvador, por una parte, y el sistema cuatripartito Panamá-Costa Rica-Nicaragua-Honduras, por la otra.

Estas interconexiones, existentes y programadas, están regidas por contratos de tipo bilateral y multilateral entre las empresas, que en general han sido precedidos por acuerdos o convenios bilaterales a nivel de gobiernos. De esta manera, se encuentran vigentes en la actualidad contratos de interconexión

entre el INE de Nicaragua y la ENEE de Honduras -el más antiguo de todos-, entre el INE y el ICE de Costa Rica, entre el ICE y el IRHE de Panamá, un contrato tripartito entre ENEE-INE-ICE y un cuatripartito entre ENEE-INE-ICE-IRHE. Regulan estos últimos las transferencias entre países no limítrofes a través de uno o más países intermedios, operando como sistemas interconectores. Finalmente, existe un contrato de interconexión entre el INDE de Guatemala y la CEL de El Salvador que incluso establece la operación optimizada del conjunto de ambos sistemas eléctricos.

En general, los contratos establecen los tipos, características generales y precios de los intercambios, así como los lineamientos básicos para su programación. Admiten mayormente tres tipos de intercambio: energía garantizada a corto plazo (seis meses o un año), energía no garantizada de origen hidráulico (secundaria) y geotérmico y, finalmente, energía de emergencia. Mientras en el primer caso se requiera forzosamente de una programación y ello implica obligación firme de compraventa, en los dos últimos sólo existe compromiso cuando hay disponibilidad de energía.

En cuanto a las transacciones entre el ICE, el INE y la ENEE, el precio de los intercambios se establece en función del costo de generación térmica de una planta determinada del comprador, excepto para la energía no garantizada de origen térmico y la energía de emergencia, donde se toman como base las plantas térmicas indicadas por el vendedor. En los contratos entre Costa Rica y Panamá y entre El Salvador y Guatemala, las tarifas de intercambios se fijan de tal forma que comprador y vendedor compartan los beneficios de tales intercambios, introduciéndose en el segundo caso un método más preciso para determinar los costos y facturar sobre la base de tarifas binómicas. Se facturan igualmente en forma recíproca y periódica las diferencias de beneficios entre ambos.

En los sistemas interconectados nacionales, la región cuenta con capacidad instalada total de generación de unos 3.3 GW, de los cuales el 57% corresponde a centrales hidroeléctricas, el 4% a geotérmicas y el resto a termoeléctricas, ello como resultado de la estrategia deliberada de los países para cambiar sustancialmente sus medios de generación. Así, en 1985 se dispone de 2.7 GW de capacidad hidroeléctrica (incluyendo El Cajón en Honduras que recién entró en operación) que pueden generar cerca de 13 TWh en condición hidrológica media y casi 10 TWh en el caso de hidrología seca. Considerando las centrales con embalses significativos para 1983, la relación energía embalsable (4.6 TWh) generación hidro en año medio es de 70% y la relación generación hidro-demanda es de 75%, mientras que para el año 2000 -energía embalsable 7.9 TWh- se estima que dichos índices serían de 31% y de 84%, respectivamente. En el presente, el 49% de la capacidad de embalse del Istmo se concentran en dos aprovechamientos: el complejo Arenal-Corobici de Costa Rica y en El Cajón de Honduras. Actualmente hay en operación dos centrales geotérmicas en Centroamérica: Ahuachapán de 95 MW, en El Salvador y Momotombo (Patricio Argüello Ryan) de 35 MW en su primera etapa, en Nicaragua.

Las centrales generadoras están unidas por sistemas troncales de transmisión de 115, 138 y 230 kV, que integran los sistemas interconectados nacionales en los que prevalece la configuración radial, característica que se

/extiende

extiende al sistema regional debido a la localización geográfica de los países y determina una interconexión radial secuencial entre los seis sistemas nacionales de modo que se trata básicamente de sistemas longitudinales o débiles.

En relación con el tercer aspecto importante que caracterizó el desarrollo eléctrico reciente, puede afirmarse que el agudo desequilibrio financiero que experimentó el subsector durante el período estudiado se originó fundamentalmente en el deterioro, en términos reales, de los niveles tarifarios, y en los crecientes requerimientos de créditos externos -junto con el endurecimiento de sus condiciones de contratación- para poder atender los importantes volúmenes de inversión que demanda la expansión del servicio eléctrico, agravado por la construcción de centrales hidroeléctricas con altos costos de capital.

En todos los países, excepto en Panamá, el precio medio residencial muestra una tendencia decreciente en términos reales, mientras que el industrial tiende a recuperarse en toda la región (con la excepción de El Salvador, donde también se deterioró); es decir que, en general, la carga del ajuste tarifario se concentró primordialmente en el sector industrial (y en parte en el comercial) en un intento por compensar el deterioro general de los ingresos por ventas, lo cual sólo se consiguió en forma parcial.

Por su parte, los costos de explotación se incrementaron considerablemente por aumentos en los gastos de combustible o por una mayor incidencia de las cargas de capital (depreciación) y de los gastos financieros (intereses) sobre activos en operación, estos últimos sobre todo en los casos donde se realizaron mayores inversiones no cubiertas en proporción adecuada por recursos propios. En cuanto a la estructura de los gastos corrientes destacan como valores extremos relativos en 1983, por un lado, costos financieros de 74% en el ICE (Costa Rica), 9% en el IRHE (Panamá) y prácticamente cero en las empresas que solamente son distribuidoras. Por otro lado, costos administrativos de 2% a 3% en ICE y CNFL (Costa Rica) y 20% a 23% en IRHE e INE (Nicaragua). Entre estos extremos, se ubicaron las demás empresas productoras de la región. Cabe señalar que siguió siendo importante la incidencia relativa promedio de los gastos de combustible a pesar de haberse reducido notoriamente su consumo, lo que fue contrarrestado por los fuertes aumentos de precios ocurridos en 1979-1980.

En todo caso, los ingresos corrientes fueron insuficientes, siempre con la excepción de Panamá, para cubrir los gastos y generar un ingreso neto de operación que permitiera cubrir las cargas financieras y producir una utilidad neta adecuada para acumular las reservas necesarias para atender la expansión del servicio. Los gastos financieros absorben, en promedio, un 70% del ingreso neto de las empresas que sólo son productoras, y en el caso del ICE incluso llegaron a excederlo en los últimos años superando el 100% en 1982, lo que significó pérdidas netas importantes.

Esta situación se refleja en los índices de rentabilidad de las empresas, sobre todo a partir de 1981, ya que si bien varias de ellas obtuvieron rentabilidades razonables sobre activos, éstas fueron prácticamente absorbidas por las cargas financieras, y consecuentemente los índices de rentabilidad sobre el patrimonio fueron generalmente reducidos o negativos. Sólo en algunos casos comenzó en 1983 a revertirse esa tendencia declinante debido a algunos aumentos tarifarios y a otras medidas de ajuste.

/Este deterioro

Este deterioro generalizado de los ingresos en relación con los gastos corrientes ha ido reduciendo o eliminando, como se ha mencionado, el excedente que puede destinarse a cubrir los programas de expansión, los cuales han requerido inversiones elevadas estimadas entre los 600 y 800 millones de dólares anuales para el Istmo Centroamericano. Como consecuencia de este debilitamiento de los recursos propios, se ha recurrido a una creciente proporción de préstamos, esencialmente de origen externo, que ha tenido un efecto acumulativo, ya que incrementó las necesidades de fondos para atender el servicio de la deuda, aumentando el desequilibrio y demandando nuevos préstamos adicionales, con lo que el problema ha crecido en forma de espiral.

En general, el financiamiento externo disponible no ha sido totalmente adecuado al tipo de inversiones que realizaron mayormente las empresas, es decir, para construcción de proyectos de largo período de maduración y de larga vida útil, como los hidroeléctricos. Esta vida útil puede estimarse en 50 años, mientras que el financiamiento más blando -proveniente de organismos internacionales de desarrollo- se contrató con plazos máximos de amortización del orden de la mitad (25 a 30 años) y tasas de interés medias de 7.5% a 8%. Aun en muchos casos se recurrió a montos cada vez más elevados de financiamiento proveniente de la banca privada internacional, en condiciones todavía más duras: plazos máximos de 15 años y tasas que superaron con frecuencia el 15% anual.

Este uso intensivo del crédito externo -no siempre adecuado a las necesidades, cabe insistir- condujo a un alto índice de endeudamiento de las empresas eléctricas de la región, y principalmente de las productoras que son las que tienen a su cargo las grandes inversiones que, debido a la deuda, tienen comprometido, a 1983, entre un 50% y un 60% de sus activos, con la excepción nuevamente del IRHE, cuyo índice es del orden del 37%. Las empresas distribuidoras, por su parte, presentan mayor holgura desde el punto de vista de su endeudamiento.

En general, la generación interna de caja en el período 1978-1983 de las empresas generadoras de energía eléctrica de la región, ha alcanzado escasamente para cubrir el servicio de la deuda y en varios casos y ocasiones ha sido aun insuficiente, de modo que la mayor parte o la totalidad de las inversiones debieron financiarse con préstamos, situación de la que el IRHE también constituye una excepción. Sin embargo, en algunos de los países se aprecia en los últimos dos años del período una disminución del financiamiento externo en las inversiones, en parte por la dificultad para acceder los países a nuevos préstamos externos, que ha sido notoriamente mayor para Nicaragua.

Finalmente, en relación con el marco institucional en el que se desarrollan las actividades del subsector eléctrico, su organización en los países de la región gira en torno a una empresa estatal única encargada de su planificación y manejo, así como de la ejecución de las ampliaciones y la operación del respectivo sistema interconectado nacional,

/cubriendo

cubriendo también en algunos casos la distribución, mientras que en otros ésta se encuentra a cargo de empresas distribuidoras, varias de ellas privadas.

A su vez, el subsector eléctrico se inserta en el contexto del sector energía -en general, de muy reciente estructuración-, cuya forma y dimensiones varían según los países. Incluso, en dos de ellos (El Salvador y Nicaragua) este sector, incluyendo el manejo total o parcial de los hidrocarburos, se encuentra en manos de la propia empresa eléctrica nacional, que ha sido transformada en organismo energético. En otros casos (Costa Rica y Panamá), las empresas eléctricas han tenido y cumplen aún un papel fundamental en la organización del sector energía, mientras que en los dos países restantes (Honduras y Guatemala) su participación no ha sido tan activa. (Debe tenerse en cuenta que en Honduras no hay todavía una organización institucional definida para el sector energía, contrario al caso de Guatemala, donde se creó el Ministerio de Energía y Minas).

d) Perspectivas del subsector eléctrico según los programas de expansión.
Importancia de la integración regional

No obstante el marco de incertidumbre que proyecta hacia el futuro la actual situación de las economías y las sociedades del Istmo Centroamericano, el largo período de maduración de los proyectos energéticos -particularmente los eléctricos- prácticamente obliga a anticipar y afinar la planificación del sector a fin de lograr en el futuro un abastecimiento de la demanda energética oportuno en el tiempo y adecuado en cantidad y calidad, lo que reviste capital importancia para sostener la deseada recuperación económica.

Es así como en el caso del subsector eléctrico, las empresas que están a cargo del mismo continúan con su actividad natural de planificación tratando de llevar a cabo los programas de construcción previstos pese a todas las dificultades que deben enfrentar para ello.

Sin duda el elemento crítico más difícil de manejar en este momento es la previsión de la demanda, la cual está determinada por el nivel y la estructura de la actividad económica de los diferentes sectores productivos, así como por los requerimientos directos de la población para su consumo final. Según resulte la proyección del mercado eléctrico, así resultarán los programas de equipamiento y los requerimientos de inversión para ejecutarlos; de ahí la importancia de efectuar un cuidadoso análisis de la demanda.

En este sentido conviene señalar que, en general, las metodologías utilizadas actualmente en la región para proyectar la demanda de energía eléctrica responden a las características de períodos de crecimiento estable como el anterior a 1979 y no consideran en forma integral la demanda energética dentro de la cual la electricidad tiene una interacción dinámica con otras fuentes de energía.

No obstante, puede decirse que las proyecciones de la demanda eléctrica realizadas por las empresas para elaborar los planes de expansión actualmente vigentes presentan tasas de crecimiento en general razonables y suficientemente conservadoras teniendo en cuenta: el ritmo de crecimiento histórico (aun durante el período de crisis más aguda); en menor grado el potencial que brinda una población aún no servida que supera el 60% del total del Istmo; la gravedad de la situación económica actual, y las perspectivas poco prometedoras en cuanto a una rápida recuperación para el futuro, al menos en el corto y mediano plazos.

Así, de acuerdo con las previsiones de las empresas eléctricas, la demanda de energía eléctrica del Istmo Centroamericano crecería en el período 1985-2000 a una tasa media del 6.7%, frente al 8% del lapso comprendido entre 1972 y 1979 y al 5.8% registrado entre 1982 y 1983. Con este crecimiento, el mercado eléctrico regional se triplicaría en el período analizado, llegando a niveles de 30 TWh y 5.6 GW, en energía y potencia respectivamente, al año 2000.

/Las tasas

Las tasas de crecimiento previstas para los mercados eléctricos nacionales varían generalmente entre un 5% a un 8% aproximadamente, excepto en El Salvador, estimada en 10% para el período 1986-2000. Cabe señalar que Costa Rica y Panamá, que actualmente representan en conjunto la mayor parte (un 50%) del mercado regional, prevén un crecimiento en general más moderado que los otros países de modo que su participación relativa irá decreciendo a expensas del incremento de la de los otros países, sobre todo El Salvador según las estimaciones anteriores.

Los programas de adiciones de generación que las empresas eléctricas de la región determinaron para cubrir los mercados eléctricos indicados sumarían para todo el Istmo Centroamericano unos 4.6 GW adicionales en el período 1986-2000, de los cuales 3.7 GW (un 80%), serían hidroeléctricos y geotérmicos que adicionarían 20 TWh de energía económica generable en año medio. De esta manera, la capacidad instalada total en la región llegaría a 8.3 GW hacia el año 2000, prácticamente duplicando la actual, y la disponibilidad de energía económica se elevaría a más de 32 TWh para dicho año. Si comparamos estas disponibilidades de potencia y energía con las demandas regionales respectivas resultaría un sobreequipamiento considerable a nivel regional, lo que evidencia, la urgente necesidad de una coordinación efectiva de parte de las empresas y países involucrados a la que se hará referencia en mayor detalle más adelante.

Tres de los países de la región -Costa Rica, Guatemala y Nicaragua- sustentan sus programas de expansión, hasta fin de siglo, en proyectos hidroeléctricos y geotérmicos. Igual modalidad presenta El Salvador, aunque sólo en la primera década del período de proyección, puesto que en el último quinquenio de la centuria incorporaría 350 MW en centrales carboeléctricas debido a que estaría llegando prácticamente al límite de aprovechamiento de sus recursos hidroeléctricos. Honduras y Panamá, por su parte, si bien en sus incorporaciones predominaría el componente hidroeléctrico, también prevén la adición de equipamiento térmico: turbinas de gas en el primer país, y una carboeléctrica de 150 MW y una planta de ciclo combinado de 68 MW en el segundo. La magnitud de las adiciones de potencia para los 15 años considerados varía entre 377 MW en Guatemala y 1 095 MW en El Salvador, según los diferentes tamaños relativos y crecimientos de la demanda previstos para los mercados nacionales.

De acuerdo con los mercados eléctricos y con los programas de adiciones de generación indicados, se producirían en algunos países de la región excedentes de energía económica para hidrología media, mientras que en otros habría faltantes. Se abrirían así posibilidades para un interesante potencial de intercambio. En cuanto a la hidrología crítica, predominarían en la región los casos de faltantes de energía económica, siendo propicia esta situación para una coordinación regional de la operación, a fin de utilizar el parque térmico de la manera más eficiente. En efecto, bajo el supuesto de condición hidrológica media, Costa Rica tendría excedentes a lo largo de todo el período, hasta el año 2000; El Salvador, hasta 1994, y sería deficitario desde 1995 en adelante; Guatemala también arrojaría un superávit a lo largo del lapso estudiado, con excepción de 1993 y 1997; Honduras tendría excedentes hasta 1990 y déficit para casi todo el último decenio, excepto para el año 2000; Nicaragua tendría importantes faltantes hasta 1991 y excedentes posteriormente, los que alcanzarían niveles elevados, particularmente durante los tres últimos años del período. Finalmente, Panamá sería fuertemente deficitario de energía económica en los 15 años considerados.

Tomando en cuenta el balance regional de estos excedentes y faltantes, en algunos años se produciría un déficit neto, mientras que en otros habría un excedente neto -es decir, luego de efectuarse los intercambios posibles, aún quedaría un sobrante de energía económica que no podría ser colocado, por lo que se producirían derrames en los embalses- lo cual está ligado a la secuencia y magnitud relativa de las adiciones de potencia en cada año para el conjunto de los seis sistemas interconectados nacionales.

En efecto, en cada año del período 1986-2000 entrarían en operación en el Istmo nuevos proyectos, variando en forma irregular la magnitud de las incorporaciones anuales de potencia -aunque con una tendencia creciente-, con una mayor concentración de adiciones en algunos lapsos del período. Los mayores incrementos de la capacidad instalada y de la disponibilidad de energía económica se producirían en los subperíodos 1992-1993 y 1996-2000, particularmente en 1998, cuando entrarían en servicio 750 MW adicionales (650 hidro y geotérmicos). Este grado de desequilibrio, desde el punto de vista regional, en la secuencia de las adiciones conduciría a un aparente sobreequipamiento en términos globales, específicamente con importantes excedentes regionales netos de energía económica posteriores a 1998, mientras que en el período precedente (1993-1997) se tendrían déficit.

Como consecuencia de lo anterior, se producirían importantes excedentes netos regionales de energía económica en 1986 (unos 1.1 TWh) y en 1998-2000 (un promedio de 2.3 TWh anuales), y habría faltantes netos entre 1990 y 1997 de un máximo de 1.4 TWh. Estos fuertes excedentes netos (energía económica no aprovechada) se deberían básicamente a la concentración de elevados superávits en Costa Rica y Nicaragua -representan 87% del excedente total en 1998 y 90% de los de 1999 y 2000- que no pueden ser absorbidos totalmente en los sistemas deficitarios.

Asimismo, la falta de coordinación para la entrada en operación de proyectos también produce un comportamiento notablemente paralelo, en cuanto a excedentes y faltantes de energía económica, de los sistemas de El Salvador y Guatemala, pese a que ambos estarán interconectados a partir de 1986. De esta circunstancia surge la conveniencia de interconectar este grupo al de los otros cuatro países -ya interconectados para 1986- a fin de aprovechar las posibilidades de intercambio, ya que los dos grupos tendrían comportamientos relativamente complementarios.

Los aspectos señalados sugieren que la región podría optar, como alternativa no excluyente de la actual modalidad de planificar los sistemas nacionales en forma totalmente autónoma e intercambiar eventuales excedentes -lo que podría conducir a posibles desaprovechamientos de energía económica como los descritos-, por establecer una coordinación regional efectiva de los planes nacionales reduciendo al mínimo los excedentes o faltantes regionales de energía económica, lo que produciría importantes beneficios económicos y financieros para el Istmo. Esta coordinación regional estaría lógicamente limitada por el grado de autonomía de los

sistemas nacionales que los países desean mantener y debería tomarse en cuenta también las características operativas de las principales centrales generadoras de energía económica y de las centrales térmicas a fin de racionalizar igualmente la operación de los sistemas.

Las inversiones que demandarían los planes de expansión vigentes llegarían a cerca de 6 700 millones de dólares para el Istmo en el período 1986-2000. La mayor parte de ellos se concentraría -un 90%- en los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos. Continuaría así el esfuerzo de las empresas eléctricas para desarrollar los recursos energéticos nacionales, cuya magnitud es aún mayor teniendo en cuenta que a la cifra anterior deben agregarse los requerimientos de inversión para transmisión y distribución, además de la iniciación -hacia el final del período- de proyectos que entrarían en servicio con posterioridad al año 2000.

El valor de esas inversiones arroja costos medios unitarios entre 1 000 y 3 000 dólares por kW instalado para las centrales hidroeléctricas -incluyendo los valores menores a potencias de punta- y entre 1 500, 2 300 para las geotérmicas, mientras que las carboeléctricas estarían en unos 1 000 dólares/kW y las turbinas de gas en 300 dólares. Los costos de capital estimados sobre la base de las inversiones anteriores -considerando períodos de amortización de 20 años y factor de planta de 80% para las geotérmicas, 40 años y generación en condiciones de hidrología media para las hidro y tasa de interés del 10%- oscilarían entre 2.5 y 4.5 centavos de dólar/kWh generable en año medio para las hidroeléctricas y alrededor de tres centavos para las geotérmicas, los que aun sumando uno a dos centavos más, respectivamente, por concepto de costos de operación, se situarían por debajo del costo medio de combustibles y operación en las plantas térmicas (ocho centavos/kWh).

Lo expresado anteriormente estaría indicando la ventaja económica comparativa de las plantas hidro y geotérmicas, la cual sin embargo difícilmente se puede aprovechar totalmente debido al serio estrangulamiento financiero de las empresas eléctricas de la región, cuyo mayor obstáculo sería asegurar el financiamiento de las importantes inversiones requeridas por los programas de expansión señalados. La mayoría de estas empresas enfrentarían serias dificultades para cumplir sus programas de construcción, ya que el servicio de la deuda compromete gran parte de su generación interna de caja, por lo que sólo podrían cubrirlos mínimamente con el remanente. Tampoco será fácil encontrar vías adecuadas para cerrar esta brecha financiera, ya que los incrementos tarifarios pueden estar limitados por las condiciones económicas y sociales prevalecientes, de modo que difícilmente podrían cubrir totalmente el déficit. Para ello quizás deba recurrirse a nuevos préstamos pero en condiciones más favorables en relación con el tipo de proyectos a financiar -largo plazo y baja tasa de interés-, y a la necesaria renegociación de la deuda existente.

/Estas

Estas razones refuerzan la conveniencia de la coordinación regional mencionada, así como del aprovechamiento de los excedentes de energía económica de los países superavitarios que se producirían con los actuales planes de expansión utilizando en forma racional e integral la interconexión existente y futura. La transferencia de estos excedentes a los sistemas nacionales con faltantes de energía económica generaría flujos de energía entre países cuya magnitud sería de gran relevancia en términos relativos.

En efecto, considerando hidrología media y admitiendo como hipótesis básicas más importantes: que las transferencias se harían prioritariamente a países limítrofes (evitando mayores pérdidas de transmisión) y que Costa Rica y Honduras utilizarían al máximo su gran capacidad de regulación -a fin de que se aprovecharan sus excedentes en la estación seca para que se pudiesen utilizar los del grupo Guatemala-El Salvador que se producirían forzosamente en estación de lluvias-, se tendrían flujos de energía eléctrica económica del orden de los 1 000 GWh anuales en la mayoría de los años considerados, habiendo sido cerca de 1 900 GWh en 1983 y totalizando más de 11 500 GWh para el período 1986-1995. Parte de estos flujos -entre 300 y 600 GWh anuales- sólo sería factible, por las razones antes mencionadas, si se concreta la interconexión del sistema de Guatemala-El Salvador con el resto de la región en 1988, fecha estimada para este análisis.

Estos flujos representarían entre 5% y 10% de la demanda total del Istmo, con lo cual se dejaría de consumir combustible para generación térmica por un valor estimado que superaría los 600 millones de dólares en el decenio comprendido entre 1986-1995, o sea, un promedio de 60 millones anuales. Estas transferencias permitirían reducir al mínimo los derrames en la región y anularlos completamente desde 1990 en adelante y disminuirían la generación térmica a cantidades pequeñas en términos relativos (como máximo algo más del 6% de la demanda), resultando un abastecimiento regional prácticamente hidráulico y geotérmico en el caso de hidrología media.

2. Conclusiones

Las conclusiones principales del trabajo pueden sintetizarse como sigue:

1) Luego de un largo período de sostenido crecimiento de sus economías que, pese a su dinamismo, no logró resolver los problemas esenciales del desarrollo, el Istmo Centroamericano atraviesa en la actualidad por la mayor crisis política, social y económica del período de la posguerra, en cuya configuración la energía desempeñó un papel importante por el desequilibrio externo provocado, en gran parte por el incremento en el precio del petróleo y las altas inversiones en hidroelectricidad financiadas con recursos externos. A su vez, esa recesión afectó el desenvolvimiento de las actividades del sector energía por lo que, a partir de 1978 o 1979, según los países, se contrajo el consumo de energías comerciales que se recuperó parcialmente en 1983. Esta contracción se agravó con la segunda ronda de fuertes incrementos en el precio internacional del petróleo ocurrida en 1979 y 1980.

2) El balance energético de la región muestra un predominio neto de dos fuentes de energía: el petróleo y la leña. Entre ambos cubren más del 80% del consumo y la oferta global de energía y no han experimentado cambios estructurales significativos en el período analizado (1972-1983), aunque se observa una disminución de la participación de los hidrocarburos en la generación eléctrica. Este fenómeno está íntimamente relacionado con la estructura social de los países del Istmo, que cuentan con amplios estratos de población desprovistos de recursos económicos mínimos, ya que aproximadamente un 60% sufre las consecuencias de la pobreza. Este porcentaje se acerca bastante a la proporción de usuarios de la leña, el principal energético de la región en términos del consumo de energía neta.

3) El subsector hidrocarburos muestra un desequilibrio notorio entre la estructura de la producción y la de la demanda de derivados de petróleo. Mientras la segunda está orientada mayormente a los destilados medios (principalmente diesel), la primera se centra en los pesados debido a la estructura de refinación existente y al tipo de crudos disponibles. Este desequilibrio tiende a agudizarse a medida que se concretan los programas de desarrollo hidroeléctrico y geotérmico, los cuales desplazan primordialmente a los combustibles pesados utilizados en la generación térmica, por lo que en algunos casos se producen excedentes de bunker C de difícil colocación en el mercado internacional en condiciones de precio adecuadas. En un futuro relativamente cercano se deberán estudiar alternativas apropiadas y tomar una decisión en cuanto al abastecimiento de petróleo y la estructura y capacidad de refinación.

4) La participación de la electricidad en el consumo energético regional es relativamente baja en términos de consumo de energía neta -6% de la energía total y 14% de la comercial- pero debido a la mayor eficiencia en su utilización puede estimarse que en términos de energía útil su ponderación se elevaría a un 25% o 30% del consumo total y a un 30% o 35% del consumo de energías comerciales.

/5) La estructura,

5) La estructura, por sectores, del consumo regional de energía eléctrica no presenta cambios importantes en el lapso 1972-1983; se distribuye aproximadamente en partes iguales entre el sector residencial, el industrial y el conjunto de comercial y otros. Por otra parte, la crisis económica reciente ha afectado negativamente la demanda, por lo que su tasa de crecimiento en el período 1979-1982 se redujo a la mitad de la correspondiente a 1972-1978, si bien se recuperó parcialmente en 1983.

6) En los últimos 10 años los países de la región han realizado un gran esfuerzo, muy meritorio, con el fin de aliviar en parte el impacto de la llamada crisis energética. Para ello intensificaron el desarrollo de sus recursos energéticos naturales, en particular los destinados a la generación eléctrica -hidro y geotermia- que son, por otra parte, los mayores recursos energéticos comerciales conocidos en el área hasta el momento. Los resultados de este esfuerzo se aprecian en el balance electroenergético a nivel de generación: por un lado, la componente térmica bajó de 47% de la generación bruta en 1972 a 30% en 1983; por otro, la capacidad instalada llegó a casi 70% de tipo hidro y geotérmico.

7) El cambio estructural señalado no mejoró sin embargo la eficiencia global del subsector eléctrico en la región, la cual se mantuvo en 38% (medida como relación entre el consumo final y la energía total utilizada para generación). Ello se debió a que la disminución de las pérdidas, en el proceso completo de generación, obtenida por la mayor utilización de centrales hidráulicas, fue compensada básicamente por las mayores pérdidas de las geotérmicas en dicho proceso, cuya eficiencia es de 12% a 15%.

8) En el período analizado (1972-1983) se comenzó a concretar la favorable iniciativa de integración eléctrica regional. En efecto, hoy se encuentran interconectados Honduras, Nicaragua y Costa Rica. Panamá se agregará al grupo a partir de 1986, año en el que también quedarán interconectados eléctricamente Guatemala y El Salvador. Por su parte, los flujos de energía entre países adquirieron magnitud apreciable desde 1982, alcanzando valores de unos 500 GWh anuales en 1983. Estas interconexiones se rigen por contratos entre las empresas nacionales de los países correspondientes, enmarcados generalmente en convenios o acuerdos a nivel de gobiernos. Estos contratos regulan las transferencias de energía entre países limítrofes -los bilaterales- y entre países no limítrofes -los multilaterales- estableciendo los tipos de energía y los precios de los intercambios, así como las modalidades de programación, control y facturación de los mismos, entre otros aspectos importantes.

9) Los sistemas eléctricos de la región, incluyendo sus interconexiones, son predominantemente longitudinales o débiles. Este tipo de sistemas requiere de mayor capacidad de control e incrementa la dificultad para manejar la seguridad operativa en relación con los sistemas mallados o fuertes. Adicionalmente, en el Istmo el problema de la seguridad operativa se complica por la concentración, en pocos embalses, de la mayor

/parte de

parte de la energía embalsable. A 1985 un 66% de ella se encuentra en Arenal-Corobicí (Costa Rica), El Cajón (Honduras) y el complejo del Río Lempa (El Salvador) representando cerca del 40% de la demanda, situación que disminuye a futuro por entrar en operación proyectos con capacidad de regulación muy reducida. De este modo su manejo puede tener implicaciones importantes en la operación de los sistemas eléctricos integrados. Igualmente, la existencia de plantas de gran tamaño podría tener implicaciones en la operación antes mencionada. Cabe señalar que este último problema se iría atenuando con la interconexión de los sistemas, ya que los grandes proyectos operarían en un sistema mayor, respecto del cual representarían una menor proporción de la demanda respectiva.

10) La magnitud de las inversiones realizadas por las empresas nacionales de electrificación en el marco del deterioro económico general de las economías nacionales, combinada con una baja proporción de autofinanciamiento -por el debilitamiento de las tarifas en términos reales- y una proporción consecuentemente creciente de financiamiento externo, en condiciones no del todo adecuadas, condujeron a dichas empresas a una difícil situación financiera, con excepción del IRHE (Panamá). Esta situación dio por resultado bajos (o negativos) índices de rentabilidad del patrimonio (aun en los casos en que el índice sobre los activos haya sido razonablemente elevado) y altos índices de endeudamiento.

11) El financiamiento externo al que pudieron recurrir las empresas eléctricas no fue, en general, adecuado al tipo de inversiones que realizaron, principalmente en proyectos de amplio período de maduración y larga vida útil. Aun en los préstamos más blandos, provenientes de organismos de desarrollo, en sus plazos de amortización no excedieron de los 25 a 30 años, alrededor de la mitad de vida útil de los proyectos hidroeléctricos. Incluso se recurrió en proporciones crecientes a financiamiento de la banca privada, con plazos no mayores de 15 años y tasas de interés más elevadas.

12) Desde el punto de vista institucional, las empresas eléctricas son entes estatales autónomos con un adecuado grado de flexibilidad operativa que han desarrollado una buena capacidad técnica para el manejo del subsector. Por lo tanto, la mayoría ha incursionado en el ámbito energético global -de incipiente desarrollo en la región- llegando dos de ellas (el INE y la CEL) y en menor grado el IRHE a ser los organismos encargados de la política energética nacional y de la planificación y el manejo integral del sector energía.

13) Los mercados eléctricos nacionales previstos por las empresas para los próximos 15 años pueden considerarse, en la mayoría de los casos, razonables en función de los crecimientos históricos -incluyendo el período de crisis- y del potencial que brinda el alto porcentaje de población no servida (60% de la población total). Presentan tasas de expansión que se encuentran en su mayoría en el rango de 5% a 8%, con excepción de la correspondiente a El Salvador (10%). La mitad de la demanda regional se concentra en Costa Rica y Panamá. Conviene señalar que en general las

metodologías utilizadas para la proyección de los requerimientos eléctricos no responden adecuadamente a las actuales circunstancias. Existe un déficit en este sentido, por lo que las empresas deben mejorar sus estudios de mercado eléctrico con el objeto de definir con mayor precisión sus inversiones.

14) Los programas de expansión hasta el año 2000, actualmente vigentes, mantienen el énfasis en el desarrollo de los recursos hidroeléctricos y geotérmicos. Se prevé que en ese período habrán de instalarse unos 4 600 MW adicionales, de los cuales un 80% sería del tipo indicado. Hacia el final del período 1997 a 2000 se estima un cierto retorno a las centrales térmicas en El Salvador, explicable por el agotamiento de los recursos hidroeléctricos, así como en Panamá, donde se prevén térmicas en 1989 y 1993. Los costos estimados de generación hidroeléctrica (recuperación del capital a 40 años con intereses del 10%, más operación) oscilarían entre 3.5 y 5.5 centavos de dólar por kWh, o sea que los proyectos hidroeléctricos nuevos continuarían siendo más convenientes desde el punto de vista económico frente a la sola operación de las centrales térmicas existentes (cuyos costos de combustibles por kWh serían de seis a siete centavos de dólar). Sin embargo, el problema del financiamiento de las inversiones podría limitar esta conveniencia. Al respecto cabría considerar programas de desarrollo a base de proyectos de menor tamaño acordes con el crecimiento del mercado, que aun cuando puedan apartarse ligeramente del óptimo económico, serían más viables financieramente.

15) En cuanto a las metodologías para determinar los planes de expansión indicados en párrafos precedentes, los organismos nacionales de electrificación cuentan, en general, con modelos para realizarlas. Cuatro de ellos -Costa Rica, El Salvador, Nicaragua y Panamá- utilizan la metodología del ERICA (básicamente la combinación MGI-WASP-3) y parecería ser ésta, por lo tanto, la más indicada para estudios que precisen de una metodología común para los seis países.

16) Las inversiones requeridas por el conjunto de los programas previstos por los seis países ascienden a unos 6 700 millones de dólares para el período 1986-2000; de ellos, unos 2 600 corresponden al período 1986-1995. Para el financiamiento de estas inversiones las empresas eléctricas tropezarán en general con serios obstáculos que surgen de su comprometida situación financiera actual. En la mayoría de los casos, al menos en el corto plazo, sólo alcanzarían a cubrir -luego de pagar el servicio de la deuda- una parte reducida de las necesidades de sus programas de construcción; el déficit sólo podría financiarse parcialmente por la vía de las tarifas debido a las condiciones socioeconómicas imperantes en los países. Se debiera, por lo tanto, renegociar la deuda existente de manera adecuada considerando la vida útil de los proyectos importantes. Quizás se podría recurrir nuevamente a préstamos externos bajo condiciones más acordes con las necesidades de las empresas para no agravar el problema en el futuro.

17) Los programas de expansión son establecidos por las empresas eléctricas en forma autónoma para cada sistema nacional. Tienen implicaciones regionales en el sentido de que en determinados lapsos hay una

/mayor

mayor concentración de proyectos nuevos y, sobre todo, en algunos años se acumulan excedentes regionales netos y en otros se producen faltantes netos, con el consecuente desperdicio de energía económica. Incluso Guatemala y El Salvador generalmente tendrían excedentes o faltantes en forma simultánea pese a que quedarían interconectados en 1986. Algo similar ocurriría en el caso de Costa Rica y Nicaragua, que tendrían fuertes excedentes entre 1998 y 2000 que no podrían ser absorbidos totalmente por el resto de los países de la región. Quedarían, por consiguiente, fuertes excedentes netos sin utilizar.

18) Los problemas principalmente financieros que encaran las empresas para concretar sus proyectos, así como los desequilibrios comentados en el uso eficiente de la energía económica disponible, sugieren la conveniencia de establecer, en la medida de lo posible, una coordinación sub-regional y regional para planificar las adiciones de generación en tamaño y características operativas, sin afectar sensiblemente la autonomía de cada sistema nacional. Esta coordinación tendría efectos positivos para todos los países ya que aliviaría la carga financiera y permitiría un uso más racional de los recursos propios y de la infraestructura regional y se reduciría al mínimo el derrame de excedentes hidráulicos en la región.

19) Con los programas autónomos antes mencionados resultaría conveniente que se aprovecharan los excedentes de energía económica disponibles mediante su transferencia a sistemas nacionales deficitarios. Estos excedentes superarían los 11 500 GWh (para condición hidrológica media) en el decenio comprendido entre 1986 y 1995 y su aprovechamiento significaría un ahorro de combustibles para generación térmica estimado en más de 23 millones de barriles y con un costo de alrededor de 600 millones de dólares para el mismo período.

20) Para el aprovechamiento total de los flujos indicados sería preciso que la interconexión entre Guatemala-El Salvador y Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá se concretase lo antes posible, de preferencia para 1988, debido al comportamiento complementario de ambos grupos en cuanto a excedentes y faltantes. De no realizarse la interconexión anterior, se desperdiciarían entre 300 a 600 GWh anuales con un valor estimado de 18 a 36 millones de dólares anuales a razón de seis centavos de dólar/kWh como costo alternativo de combustible para generarlos en centrales térmicas.

21) Para asegurar y obtener mayores beneficios de las interconexiones subregionales y regionales, en su caso, las empresas eléctricas deberían, además de coordinar sus programas de expansión, como se ha indicado anteriormente, mejorar la operación de sus sistemas nacionales (seguridad operativa y planificación de la operación) y, en especial, de los interconectados, requiriendo para ello una coordinación especial que permita prever procedimientos a seguir en caso de imprevistos, como serían años húmedos o secos, salidas de operación de centrales o líneas importantes, y otros.

/22) Para

22) Para los propósitos anteriores se recomienda la realización de estudios más precisos que permitan cuantificar las posibilidades de lograr un balance óptimo de las energías económicas excedentes y faltantes, así como detectar los refuerzos que requieran los sistemas de transmisión involucrados para facilitar los intercambios de potencia y energía entre países. Cabe enfatizar que sólo con base en dichos refuerzos se podría transferir la totalidad de flujos de energía requeridos para optimizar el balance de los excedentes y faltantes de energía económica.

23) Deberá reforzarse la capacitación de los recursos humanos, especialmente en el área de operación, dotándolos, además, de las metodologías apropiadas para la adecuada operación de los sistemas, especialmente en lo relacionado a la seguridad operativa (que como ya se ha indicado presenta una serie de dificultades en todo el Istmo). Estos problemas son el común denominador de la operación en todos los sistemas nacionales, problemas que serán incrementados con la interconexión ístmica, especialmente con el aumento de los flujos de potencia entre países no limítrofes. También se le deberán dedicar esfuerzos para la planificación de la operación a corto y mediano plazos con un horizonte hasta de cinco años. Por su parte, aunque en menor grado, deberá darse capacitación en el área de planificación y más específicamente en estimación de mercados y optimización de los programas de desarrollo de la generación-transmisión.

24) En los últimos años se ha venido considerando a nivel de estudios muy preliminares la posible interconexión Colombia-Istmo Centroamericano-México. Esta iniciativa podría resultar sumamente atractiva para lograr la integración mesoamericana al propiciar el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de menor costo por economías de escala -tanto en Colombia como en los países del Istmo Centroamericano- de tamaño superior al justificable sólo tomando en cuenta la demanda nacional correspondiente. La principal justificación de esta iniciativa ha sido el gran potencial hidroeléctrico colombiano y el enorme mercado de consumo de energía eléctrica de México, que para 1985 se estima tendría una generación bruta de unos TWh, 69% de los cuales serían generados mediante combustibles fósiles. En consideración a lo anterior se recomienda que los análisis subsiguientes sobre la integración mesoamericana incorporen los planes específicos de expansión de los países centroamericanos por una parte y por la otra los proyectos que se han descartado o diferido por ser su tamaño demasiado grande en relación a los mercados nacionales y aun subregionales.

25) Se recomienda que en el PARSEICA se considere un plan de desarrollo alternativo de expansión eléctrica hacia finales del presente siglo, suponiendo como un hecho la interconexión Colombia-Istmo Centroamericano-México. Se evaluarían entonces los beneficios técnicos y económicos globales que obtendrían los países del Istmo de existir dicha interconexión. Ello implicaría efectuar análisis de redes eléctricas utilizando equivalentes simplificados de los sistemas eléctricos de Colombia y México.

II. PANORAMA ENERGETICO DE LA REGION

Las actividades del subsector eléctrico no pueden considerarse aisladas de la problemática general del sector energía, así como este último tampoco se puede analizar desvinculado de la economía y de la sociedad en las que se desenvuelve. Por esta razón, antes de considerar el aludido subsector eléctrico, se comentan en este capítulo, en primer lugar, los rasgos sobresalientes del desarrollo socioeconómico de los países del Istmo Centroamericano y las interrelaciones que existen entre éste y las actividades energéticas y, en segundo, se analiza brevemente la problemática energética de la región. Esta se considera a partir de la estructura de la demanda de energía y de su relación con la evolución de la economía regional y, luego, desde la perspectiva de la oferta y la infraestructura existentes, y, en particular, de las disponibilidades de petróleo.

1. Rasgos principales de la evolución económica del Istmo Centroamericano durante el período 1972-1983

Este punto tiene por objeto presentar una síntesis^{1/} de las características sobresalientes del desarrollo en América Central durante el período 1972-1983. Primero se exponen brevemente los rasgos principales del período comprendido entre 1950 y 1970, elementos básicos para explicar la evolución posterior; en segundo término, se analiza con mayor detalle el crecimiento experimentado durante el lapso 1972-1978 y, por último, se reseñan las peculiaridades del quinquenio 1979-1983 caracterizado principalmente por una desaceleración del ritmo de crecimiento en los primeros años, seguido de una contracción del producto y del ingreso por habitante, sin precedentes desde los años treinta y asociada con graves conflictos sociales y políticos.

La etapa del desarrollo centroamericano comprendida entre 1950 y 1970 estuvo marcada por un crecimiento dinámico y sostenido de la actividad económica, si bien presentó tasas negativas en algunos años -con obvias diferencias de un país a otro-, en un ámbito de estabilidad financiera y monetaria. En esta forma, el producto por habitante creció significativamente y la actividad productiva se transformó. Por consiguiente,

^{1/} Este apartado representa un esfuerzo de síntesis de varios documentos que la CEPAL ha publicado sobre el tema y especialmente el documento CEPAL, Centroamérica: Bases de una política de reactivación y desarrollo (LC/MEX/G.1/Rev.1), 20 de mayo de 1985. Además, se utilizó para la síntesis información de los siguientes documentos de la CEPAL: Istmo Centroamericano: Crisis económica y planificación del desarrollo (LC/MEX/R.2), 31 de enero de 1985; Centroamérica: Evolución económica desde la posguerra (E/CEPAL/MEX/ODE/34), enero de 1980, y Centroamérica: El financiamiento externo en la evolución económica, 1950-1983 (LC/MEX/L.2), 4 de marzo de 1985.

aumentó la participación del producto industrial en el total, estimulado por la expansión del mercado regional a que dio lugar el proceso de integración económica, debido a las políticas de fomento industrial puestas en práctica en el marco de ese proceso, facilitadas en gran parte por el desarrollo energético regional y, principalmente, por la infraestructura eléctrica. El sector agropecuario, y sobre todo la agricultura de exportación, diversificó su producción y sus mercados, aprovechando la aludida ampliación del comercio internacional.

El segundo rasgo que caracterizó a este período de crecimiento y transformación de la economía y de la sociedad del Istmo Centroamericano fue que su evolución dependió en buena medida del desempeño del sector externo. En efecto, la expansión del comercio internacional permitió que ascendiera considerablemente el valor de las exportaciones y de las importaciones, y se modificara la estructura de ambas elevando el grado de apertura de la economía centroamericana. El financiamiento externo desempeñó un papel importante, ya que compensó la reducción de las exportaciones en períodos de recesión manteniendo la capacidad para importar e impulsando así el crecimiento de la economía. Cabe señalar que la amplia relación de las economías del Istmo con el extranjero influyó significativamente en el comportamiento de las sociedades y en su ordenamiento político. Así, pese a la considerable transformación experimentada por el sector externo centroamericano y por su estructura productiva, continuó presente su principal característica: la evolución del sector externo explicaría en gran parte el desempeño global de las economías, y factores de origen externo condicionarían la interacción política de la sociedad del Istmo.

En tercer lugar, se presentó lo que se ha dado en llamar el "desarrollo aditivo", entendido éste como el proceso por el cual las transformaciones significativas que se dieron presentan como característica esencial la forma en que se fueron yuxtaponiendo las nuevas capas económicas-sociales a las anteriores, dentro de un proceso de cambio y de modernización que no amenazó en su esencia la estructura económica preexistente. Así, en los casos en los cuales las reformas amenazaban seriamente las estructuras vigentes rápidamente encontraron su límite. Esta característica del desarrollo aditivo llevó en muchas ocasiones a que los gobiernos buscaran sustitutos a las transformaciones que pudieran rebasar los límites; para el caso se buscó el financiamiento externo el cual se utilizó como mecanismo que permitió dejar de realizar cambios en la base impositiva; asimismo, se impulsaron programas de colonización como sustitutos de la reforma agraria.

Otro rasgo del período bajo estudio es el carácter excluyente del desarrollo. A pesar del crecimiento sostenido, se modificó escasamente la estructura de distribución del ingreso y no se redujo el número de centroamericanos que vivían en extrema pobreza. Por esto, el desarrollo afectó en forma desigual a los diferentes estratos de la población, acentuando el grado de concentración del ingreso en algunos países. Esta característica de la evolución del Istmo Centroamericano se manifestó además en el tipo de interacción política dentro de la mayoría de los países, expresado en la ausencia de una amplia participación popular en el quehacer político

a) El período 1972-1978

Las características señaladas en las páginas precedentes se mantuvieron durante la mayoría de los años setenta. Continuó creciendo la actividad económica (5.3%), aunque se presentó una leve desaceleración respecto del nivel promedio del período anterior. Además, se manifestó una creciente inestabilidad financiera tanto interna como en las cuentas con el exterior, surgiendo presiones inflacionarias.

Algunos de los factores que estimularon el desenvolvimiento económico en el pasado se debilitaron, y surgieron obstáculos que frenaron el ritmo de la actividad económica. En primer lugar, la integración económica se vio afectada por diversas circunstancias y en especial por el conflicto entre dos países miembros. Por consiguiente, el comercio regional sufrió alteraciones que incidieron negativamente en el desarrollo industrial de la región; en segundo término, durante el período se presentaron fenómenos climáticos y sísmicos de repercusiones profundas para algunas de las economías del Istmo; 2/ por último, las alzas importantes experimentadas por el petróleo en los años 1973 y 1974 y posteriormente acentuadas en 1979, tuvieron efectos desfavorables en los países de la región, en virtud de su carácter de importadores netos de hidrocarburos. 3/

En efecto, una parte creciente de las divisas generadas por el sector exportador tuvo que ser utilizada para financiar las importaciones de hidrocarburos, cuya relación con las ventas externas se estima pasó de 4% en 1970 a 14% en 1979. En ese mismo período el costo adicional de las importaciones de petróleo llegó a representar el 21% del déficit acumulado en la cuenta corriente de Centroamérica. 4/

El incremento de este desequilibrio se atenuó, al menos en parte, por medio del financiamiento externo dentro de un mercado internacional con gran liquidez, producto en alguna medida del reciclaje de los superávits de los países productores de petróleo.

2/ CEPAL, Informe sobre los daños y repercusiones del terremoto de la ciudad de Managua en la economía nicaragüense (E/CN.12/AC.64/2/Rev.1), 13 de enero de 1973; Informe sobre los daños y repercusiones del Huracán Fifi en la economía hondureña (E/CEPAL/AC/67/2/Rev.1), octubre de 1974; Daños causados por el terremoto de Guatemala y sus repercusiones sobre el desarrollo económico y social del país (CEPAL/MEX/76/Guat.1), febrero de 1976, y Nicaragua: Repercusiones económicas de los acontecimientos políticos recientes (E/CEPAL/G.1091/Rev.1), diciembre de 1979.

3/ Para un análisis detallado véase, CEPAL, El impacto del incremento del precio de los hidrocarburos sobre las economías del Istmo Centroamericano (CEPAL/MEX/1036), 23 de enero de 1981. Para un análisis a nivel latinoamericano véase, CEPAL, América Latina y los problemas actuales de energía, Fondo de Cultura Económica, primera edición 1975.

4/ CEPAL, El impacto... op. cit. págs. 75 y 80.

Otra repercusión del alza de los hidrocarburos se manifestó principalmente en algunos sectores productivos. El sector transporte experimentó un incremento directo en sus costos; también incidió, con diferencias entre países, en el subsector eléctrico, al aumentar los costos de la generación termoeléctrica; la industria también sufrió el efecto del alza en los precios de sus materias primas. En general, pese a las medidas adoptadas por los gobiernos, las economías centroamericanas se vieron afectadas por el alza en los hidrocarburos, reflejada en los incrementos de costos y precios, los que, interactuando con las presiones inflacionarias del mercado internacional -transmitidas vía importaciones-, explican en parte los aumentos del nivel general de precios experimentado en el Istmo durante el período bajo análisis y particularmente en los años 1973, 1974 y 1975. Así, el índice de precios al consumidor creció poco más de 10% anual entre 1972 y 1978, con tasas de 12%, 18% y 12% en 1973, 1974 y 1975, respectivamente.

Con todo, los sectores más relacionados con el consumo de hidrocarburos mantuvieron un nivel de crecimiento satisfactorio. El transporte aumentó algo más de 8%; ^{5/} el sector electricidad (8%) se vio estimulado por la necesidad de sustituir, en la medida de lo posible, el uso del petróleo y sus derivados por generación de origen hidráulico y geotérmico; la industria manufacturera resintió un poco más los efectos de la crisis del petróleo, los cuales reforzaron fenómenos desfavorables que limitaron el proceso de integración centroamericana y el de sustitución de importaciones. El comercio mostró el menor crecimiento (5%) afectado sobre todo por mermas en la producción agrícola e industrial, principalmente durante 1972 y 1975.

Por último, en cuarto lugar, los fenómenos de la recesión internacional. La consiguiente declinación del comercio mundial y la inflación de los países industrializados condicionaron el desenvolvimiento de las economías del Istmo, volviendo a poner de manifiesto el importante papel que representa el sector externo en su desempeño.

Una consecuencia de la "crisis energética" fue la toma de conciencia de los países de su dependencia, y por consiguiente de su vulnerabilidad respecto de sus fuentes de energía comercial. Esta situación condujo a que todos ellos, con diferencias de grado, intensificaran el desarrollo de programas y proyectos de generación de energía hidroeléctrica y en algunos casos geotérmica. Elevaron así las inversiones requeridas para atender la necesaria expansión de sus sistemas eléctricos, según se comenta con mayor detalle en el siguiente capítulo.

El período 1972-1978 se caracterizó además por un crecimiento relativamente dinámico de la formación bruta de capital fijo total (cerca de 8% promedio anual) y principalmente de la inversión pública fija (15%).

^{5/} En la estimación de las tasas de crecimiento, la del transporte equivale a transporte, almacenamiento y comunicaciones, la de electricidad incluye además a las subactividades de gas y agua, y el comercio comprende finanzas, de acuerdo con la clasificación de las Naciones Unidas, incluida en Un sistema de cuentas nacionales, serie 6, No. 2 Rev. 3, Nueva York, 1970.

Así, se mejoraron, y en algunos casos se abrieron, nuevas vías de comunicación y transporte y se realizaron inversiones significativas a los sectores sociales y a la ampliación de la infraestructura necesaria para el desarrollo del Istmo. El coeficiente de inversión pública respecto de la inversión total ascendió de 33% en 1972 a 39% en 1977.

El impacto del alza del petróleo y los efectos de la inflación internacional resultaron en una fuerte disminución del poder de compra de las exportaciones que, aunado a las demandas de financiamiento necesarias para la ejecución de los programas de inversión pública, exigieron el uso creciente de financiamiento externo. De esta forma, el saldo de la deuda pública externa se amplió de 1 211 millones de dólares en 1972 a 6 657 en 1978, es decir, se expandió a una tasa anual algo superior a 33%. Este uso masivo de recursos financieros externos se vio acompañado de la tendencia a recurrir a fuentes privadas, así como del deterioro de las condiciones medias de contratación de los préstamos, puesto que las tasas de interés se elevaron y tanto el período de gracia como el plazo de amortización se redujeron apreciablemente. Pese a lo anterior, el servicio de la deuda no llegó todavía a comprometer una proporción muy significativa de los ingresos por concepto de exportaciones (aunque se multiplicó casi nueve veces), pero sí contribuyó a definir las tendencias observadas en el período siguiente. 6/

En los años bajo análisis estuvo presente además una inestabilidad financiera cada vez más severa, expresada en el agravamiento del déficit de la cuenta corriente del balance de pagos, el desequilibrio fiscal y, como se señaló en párrafos precedentes, en incrementos en el nivel de precios muy superiores de las tasas históricas. Asimismo, comenzaron a sobrevaluarse los tipos de cambio.

Los fenómenos que afectaron la economía del Istmo y el comercio internacional comentados en páginas anteriores produjeron un deterioro en la relación de precios del intercambio y en el aumento de los saldos negativos de la cuenta corriente, que para el conjunto de los cinco países centroamericanos se elevaron de unos 100 millones de dólares en 1972 a cerca de 1 132 en 1978, o sea, se multiplicaron algo más de 11 veces. En el caso de Panamá, el déficit se duplicó en el mismo lapso al crecer de 105 a 224 millones. Como se mencionó, los saldos negativos fueron cubiertos con recursos financieros externos facilitados por la amplia liquidez internacional aludida.

El sector público jugó un papel preponderante en el desarrollo económico alcanzado en ese período. El gasto público se expandió y se crearon nuevas instituciones financieras de fomento. Sin embargo, esta ampliación no se vio acompañada por un crecimiento similar en los ingresos, razón por la cual el déficit fiscal aumentó en los cinco países centroamericanos, ya que de representar el 1% del producto interno bruto en 1970,

6/ Para un análisis detallado del tema véase, CEPAL, Centroamérica: el financiamiento... op. cit. págs. 31 a 39.

subió a 5% en 1978; en cambio, en el mismo período la carga tributaria sólo varió únicamente de casi 10% a cerca de 12%. Para Panamá estos indicadores se modificaron de 4% a 10% en el caso del coeficiente del déficit fiscal y de 9% a 13% respecto de la carga tributaria. Para algunos países lo anterior significó que el desequilibrio fiscal se convirtiera en una fuente de inestabilidad financiera interna.

Las alzas a nivel de consumidor se reflejaron negativamente en la distribución del ingreso, ya que en los casos en que se acordaron incrementos de los salarios mínimos éstos fueron insuficientes para compensar los aumentos en el índice de precios. De esta forma se deterioró la capacidad de compra de los asalariados, se debilitó la demanda interna y se agravaron ciertas tensiones sociales que habían comenzado a manifestarse.

Por último, durante el período y sobre todo en 1975-1978 algunos países experimentaron conflictos sociales y políticos importantes, que afectaron la evolución de las economías del Istmo.

b) El período 1979-1983

Durante el bienio 1977-1978, la tendencia creciente del producto interno bruto de las economías centroamericanas se invirtió. (Véase el cuadro II-1.) En esos años comenzó un proceso de desaceleración de la actividad económica que desembocó en tasas negativas entre 1981 y 1983 en casi todos los países. En 1982 sólo Panamá fue la excepción.

En el decenio 1970-1979 la economía centroamericana propendió a mantener desequilibrios financieros en el sector externo y en el área fiscal, que se satisficieran en una elevada proporción con endeudamiento externo creciente dadas las condiciones favorables y en especial la mencionada liquidez de los mercados de capital internacional. Por otra parte, en los últimos años del decenio pasado comenzaron a debilitarse los factores que anteriormente habían estimulado el crecimiento (dinamismo del sector externo, el proceso de industrialización en el marco de la integración económica y la inversión pública). Asimismo, acontecimientos de carácter político y social, en especial las convulsiones políticas de El Salvador y Nicaragua, coincidieron con el marcado deterioro de la evolución económica.

Estimulada por los factores antes mencionados, se presentó la crisis más profunda y de mayor dimensión que ha experimentado la sociedad centroamericana durante el período de posguerra. En efecto, desde 1981 las economías del Istmo Centroamericano sufrieron, entre otros, los siguientes fenómenos: una contracción importante de la actividad productiva, un fuerte deterioro del ingreso real por habitante durante el último quinquenio que llegó, en 1984, aun con la leve mejoría, a los niveles de 1970; elevadas tasas de desocupación y de la capacidad instalada ociosa, principalmente en la industria; pronunciados y cada vez más serios desequilibrios financieros en las cuentas públicas y en los balances de pagos; un

Cuadro II-1

ISTMO CENTROAMERICANO: RITMO DE CRECIMIENTO DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO^{a/}

(Porcentajes)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
<u>Tasas medias anuales</u>						
1950-1960	6.4	4.8	3.7	2.8	5.4	4.8
1960-1970	5.9	5.5	5.2	5.0	6.5	7.8
1970-1978	6.3	5.4	6.0	4.7	3.9	4.9
1978-1983	-0.4	-4.6	0.8	1.7	-2.0	6.1
<u>Tasas anuales</u>						
1970	7.2	3.4	5.5	3.5	-0.2	6.5
1971	6.8	4.9	5.5	5.8	3.4	9.6
1972	8.2	5.4	7.5	4.4	2.8	5.5
1973	7.5	4.7	6.6	5.8	5.3	6.2
1974	5.4	6.7	6.1	-0.3	13.5	3.8
1975	2.2	5.8	2.4	-3.1	1.5	2.3
1976	5.5	3.1	7.6	6.5	5.8	1.9
1977	8.5	6.1	7.4	9.6	6.1	1.9
1978	6.2	6.8	4.9	9.3	-5.9	8.4
1979	5.3	-1.2	4.7	6.0	-24.5	6.1
1980	0.9	-8.1	3.8	3.3	8.3	14.0
1981	-2.3	-7.9	1.1	0.6	5.4	4.6
1982	-7.1	-5.2	-3.3	-0.2	-0.6	6.2
1983	2.3	-0.1	-2.0	-1.1	5.2	0.1
1984 <u>b/</u>	3.0	1.5	-	2.0	0.5	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ A precios constantes de 1970.

b/ Cifras preliminares.

desplome de los niveles de ahorro y de inversión; considerable escasez de divisas con restricciones sobre el abastecimiento de materias primas para la actividad productiva, y un rango de maniobra cada vez más reducido para superar estos desequilibrios y conducir la política económica.

En este contexto, las actividades más relacionadas con el uso y la generación de energía se vieron afectadas, con la excepción del sector transporte cuya tasa de crecimiento se acercó al 13% anual, influenciada principalmente por los cambios efectuados en Panamá a raíz del Tratado Torrijos-Carter, que dio a esta país una participación cada vez más alta en el valor agregado proveniente del área del Canal. Por otro lado, la industria manufacturera y del comercio declinaron durante el período bajo estudio a una tasa de casi 2% anual.

La crítica situación antes esbozada afectó, como en el pasado, la integración centroamericana limitando sus posibilidades para desempeñar un papel compensador de la crisis internacional, por lo que más bien reflejó y en parte transmitió los efectos de la crisis.

En virtud de las mencionadas características de la economía y la sociedad centroamericana, el sector externo se constituyó en el origen y factor de desarrollo de la crisis en la subregión.

En efecto, los problemas experimentados por los países industrializados en 1978 y 1979, y sobre todo las políticas puestas en práctica con el objeto de disminuir la inflación -asociadas en parte al alza del petróleo en 1979- desalentaron la actividad económica de aquellos países, repercutieron adversamente sobre la economía mundial y consecuentemente sobre los niveles del comercio internacional.

Para los países centroamericanos, estos fenómenos se tradujeron en una disminución de la demanda de sus productos en el exterior y en aumentos de la deuda y del servicio de ésta, ya que se elevaron significativamente las tasas de interés como resultado de las medidas restrictivas vigentes en algunos países industrializados. La disminución de la demanda externa y los efectos de la inflación internacional aceleraron el deterioro de la relación de precios del intercambio y del poder de compra de las exportaciones. Así, para Centroamérica, la primera disminuyó casi 40% desde 1977 hasta finales de 1984 y el segundo se redujo 43% en ese período; en el caso de Panamá, los términos del intercambio disminuyeron 28% y aumentó 5.6% el poder de compra de las exportaciones. Adicionalmente, se contrajo el volumen de algunos bienes y servicios de exportación y crecieron las dificultades para introducir nuevas líneas de exportación a causa de restricciones en el mercado y de las medidas proteccionistas aplicadas por algunos países desarrollados.

Sin embargo, el aparato productivo centroamericano demandó importaciones, especialmente el sector público, cuyo gasto se expandió con objeto de compensar la merma en la inversión y el consumo privados. En esas circunstancias, el déficit del balance en cuenta corriente se acentuó debido

/al abultado

al abultado servicio de la deuda externa atribuible no sólo al mayor endeudamiento sino también al comentado aumento de las tasas de interés. El servicio correspondiente a la deuda pública externa pasó de 939 millones de dólares en 1979 a 1 800 millones en 1983 y llegó a significar cerca de 26% de las exportaciones de bienes y servicios de Centroamérica y el 31% de las panameñas. En el caso del subsector eléctrico, el servicio de los créditos foráneos varió de unos 100 millones de dólares en 1978 a 240 millones en 1983 y no sólo constituyó una fuerte carga financiera para las empresas generadoras de energía eléctrica, sino que representó una parte importante del servicio total.

Así se explica que el déficit en cuenta corriente se elevara de 573 millones de dólares en 1977 a 1 800 en 1984, lo que equivale a pasar de 3.8% a 9.3% del PIB entre esos dos años. Conviene señalar que parte del desajuste externo estuvo asociado al alza experimentada por el petróleo en 1979, ya que pese a los proyectos ejecutados en los países para disminuir su dependencia de los hidrocarburos, se continuó dependiendo en medida apreciable de la energía de origen fósil, sobre todo en la generación de electricidad.

Por otra parte, el sector energético siguió absorbiendo cada vez mayor flujo de divisas. En efecto, el saldo negativo en el movimiento de moneda extranjera en el sector varió de unos 660 millones de dólares en 1978 a algo más de 1 300 millones en 1983. 7/ Al respecto cabe suponer que el uso de divisas por parte del sector energético siguió ejerciendo una fuerte presión sobre el balance de pagos y continuó siendo un factor importante en el desequilibrio externo.

Durante el bienio 1979-1980, la brecha en la cuenta corriente del balance de pagos se pudo cubrir con capitales provenientes del exterior, tanto de fuentes públicas como de la banca privada internacional. Especial mención merece el apoyo externo que recibió Nicaragua para su programa de reconstrucción. Corolarios de este proceso de endeudamiento fueron, por una parte, la sustitución del ahorro nacional, que había venido disminuyendo por la fuga de capitales y por déficit fiscales cada vez más altos y, por otra, el significativo aumento de la deuda pública contratada con acreedores privados internacionales y en condiciones duras, en términos de plazos, tasas de interés y comisiones. En el período 1979-1983, el saldo de la deuda pública externa subió de 6 722 millones de dólares a poco más de 15 000 millones, excediendo los límites de la capacidad de endeudamiento de varios países.

Desde 1981, la dificultad para obtener nuevos financiamientos se hizo manifiesta. La banca internacional mostró mayor renuencia a conceder nuevos créditos en virtud de la situación política de Centroamérica, y las fuentes

7/ El saldo del movimiento de divisas del sector energético se obtuvo de restar a los desembolsos de los préstamos externos, más las exportaciones del sector, el valor de las importaciones del mismo (maquinaria, equipos y combustibles) y el servicio de la deuda exterior.

de carácter oficial limitaron su apoyo debido a las políticas de austeridad seguidas en esos países. En el caso del subsector eléctrico, sin embargo, se recurrió cada vez más a recursos crediticios externos por un promedio anual de uno 270 millones de dólares, además de los fuertes aportes al capital llevados a cabo por los gobiernos en los últimos años. Así, los ingresos netos de capital de largo plazo registrados en el balance de pagos en el lapso 1981-1983 fueron producto, en un 50%, de la renegociación de la deuda externa y no constituyeron ingresos "frescos". Además, la restricción de la liquidez internacional dio por resultado que los países que lograron movilizar nuevos financiamientos, sobre todo de tipo oficial y bilateral, se vieran sujetos a mayores grados de condicionalidad sobre todo en materia de política económica y, en algunos casos, en otros ámbitos del quehacer nacional.

En este sentido, casi todos los países siguieron programas de ajuste apoyados por el Fondo Monetario Internacional. Sin embargo, al finalizar 1984, algunas diferencias entre este organismo y los gobiernos respecto de las metas de los programas de ajuste habían sido causa de la suspensión del apoyo financiero del Fondo y en algunos casos incluso del rompimiento de negociaciones, de tal forma que únicamente en Costa Rica las pláticas condujeron a un nuevo acuerdo de contingencia en enero de 1985.

Por otra parte, la disminución de las reservas internacionales y el elevado nivel de financiamiento externo facilitaron la fuga masiva de capitales. 8/ Este hecho tuvo claros efectos en la actividad económica y en especial sobre los niveles de ahorro e inversión privada.

La baja en la inversión privada se presentó a la vez como efecto y causa de la contracción de la actividad económica, de la caída del ahorro interno, de la fuga de capitales y de la reacción del sector privado ante los acontecimientos políticos y sociales acaecidos en la región. En esta situación, la inversión bruta fija total declinó de manera significativa (-6%) en el período 1979-1983, con una disminución de 0.3% anual en el caso de la formación interna bruta de capital fijo del sector público. Con todo, la inversión en el sector eléctrico creció, llegando a representar de 9% del total en 1979, un 17% en 1983.

El incremento en el gasto del gobierno -efectuado para compensar la disminución de la actividad privada- en los momentos de una mengua en los ingresos fiscales y en especial en los tributarios, debido principalmente a la contracción de la actividad productiva, produjo un mayor déficit fiscal, que al no poderse financiar totalmente con recursos externos, se superó mediante crédito interno. De esta forma contribuyó de manera indirecta al desequilibrio del balance de pagos debido al alto componente importado del gasto y generó además presiones inflacionarias. El ritmo de crecimiento del índice de precios al consumidor se elevó, llegando a una tasa promedio anual en el período de poco menos del 15%.

8/ Una estimación burda de este fenómeno indica que entre 1979 y 1984 ese flujo ascendió, para los cinco países centroamericanos, a entre 2 000 a 2 500 millones de dólares. Véase, CEPAL, Centroamérica: Bases... op.cit.

Asimismo, la mayor utilización del crédito interno por parte del sector público implicó una restricción para el sector privado. En esta forma, el déficit global de los seis gobiernos subió de 587 millones de pesos centroamericanos a casi 2 028 millones entre 1977 y 1984. Ello significó que la relación del déficit al PIB creciera en Centroamérica de 3% a 8% en ese período y en Panamá alcanzara casi un 10% en 1984.

Finalmente, la integración centroamericana, como se mencionó anteriormente, no logró servir de elemento compensador de los efectos de la crisis, sino que más bien reflejó y amplificó estos efectos. Al comienzo, el comercio intracentroamericano, uno de los principales indicadores de la interdependencia regional, se continuó desarrollando sin importantes disminuciones, mediante diversos mecanismos de pago como el Fondo Centroamericano del Mercado Común y las líneas de crédito bilateral concedidas por los bancos centrales a los países superavitarios. Sin embargo, al agotarse estas fuentes y no poder disponer de nuevos recursos financieros de la comunidad internacional, el comercio intracentroamericano disminuyó. Así, las exportaciones intrarregionales decayeron de 1 100 millones de pesos centroamericanos en 1980 a 750 millones en 1984. Esta contracción del comercio regional estuvo asociada no sólo a la depresión económica de los cinco países sino también a las alteraciones en los precios relativos del intercambio originadas en las medidas cambiarias adoptadas por la mayoría de ellos, así como a las restricciones cuantitativas de las compras externas puestas en práctica con el objeto de defender su balance de pagos y, en algunos casos, a problemas de tránsito en las zonas y países donde persistían conflictos.

Pese a los fenómenos expuestos, los niveles de interdependencia entre los países del área se mantuvieron no sólo en el ámbito económico, sino en diversas áreas del quehacer de los países centroamericanos.

2. Los recursos energéticos

En general, en los países de la región faltan conocimientos respecto del volumen de los recursos energéticos propios, con excepción del potencial hidroeléctrico, del cual se cuenta con información suficiente. Sin embargo, pese a no disponer de una cuantificación completa, los datos y estimaciones existentes permiten advertir la discrepancia que existe entre la estructura del consumo y la disponibilidad de recursos. Así, por ejemplo, hay energéticos como el petróleo que se deben importar casi en su totalidad y existe un aprovechamiento todavía reducido de fuentes de energía autóctonas como la hidroelectricidad y la geotermia, aunque de cierta magnitud en relación con su disponibilidad en términos económicamente competitivos.

Al presente, la mayor parte de los recursos energéticos disponibles en la región son de carácter renovable, y las reservas de combustibles fósiles comprobadas hasta el momento son muy reducidas -solamente existen algunas de petróleo en Guatemala-, si bien casi todos los países han efectuado anteriormente actividades de prospección. De esta manera, puede afirmarse que los mayores recursos energéticos conocidos del Istmo son actualmente los hidroeléctricos y la biomasa, en particular la de origen forestal.

El potencial hidroeléctrico identificado asciende a unos 112 000 GWh/año -equivalente a unos 200 millones anuales o cerca de 600 000 barriles diarios de petróleo que se utilizarían en el caso de generarlos con centrales térmicas, lo que representa alrededor de seis veces la demanda anual actual de productos petroleros del Istmo y más del doble de los requerimientos totales anuales de energéticos- que significan más de 25 000 MW instalables a factor de planta 0.5. No obstante haberse intensificado su desarrollo en la última década, esos recursos se encuentran aún escasamente aprovechados en la mayoría de los países de la región, con la sola excepción de El Salvador. Actualmente, la capacidad instalada hidroeléctrica apenas absorbe un 10% del potencial regional mencionado, lo cual obedece, en buena medida, a que las demandas son muy inferiores a la oferta-potencial.

Los países del Istmo con mayor abundancia de recursos hidroeléctricos son Costa Rica y Guatemala y presentan un grado de aprovechamiento similar y relativamente reducido; el de menor potencial identificado -sensiblemente inferior al resto- es El Salvador, habiendo casi agotado, con proyectos de envergadura, los sitios aprovechables importantes sobre el Río Lempa.

Cabe señalar que los niveles de aprovechamiento del potencial hidroeléctrico en la mayoría de los países de la región son bajos con relación al potencial, pero altos respecto de la demanda; podrían incrementarse sólo hasta el límite definido por la estructura de la demanda energética dentro de la cual se inserta la demanda eléctrica. Costa Rica ha llegado a ese límite, puesto que casi la totalidad, o al menos una proporción muy alta de la generación eléctrica de servicio público del país,

/se efectúa

se efectúa por medio de centrales hidráulicas. Sin embargo, su potencial hidroeléctrico está aún poco aprovechado y sólo podría incrementarse conforme al crecimiento regular de la demanda eléctrica, salvo que llegara a producirse en el futuro un cambio estructural en la matriz de consumo energético, y se aumentase el consumo de electricidad a expensas de otras formas de energía.

En cuanto al potencial de biomasa forestal, otro de los grandes recursos energéticos indicados para la región, no se dispone de estudios rigurosos, si bien existen algunas estimaciones burdas en cuatro de los seis países del área -Costa Rica, El Salvador, Nicaragua y Panamá- que dan una idea de su gran magnitud. Esos cálculos arrojan un potencial global total superior a los 40 millones de toneladas anuales (unas 176 000 teracalorías) equivalentes a cerca de 125 millones de barriles anuales de petróleo. Esas cifras muestran la importancia de la leña como recursos energético potencial, pese a que sólo deben considerarse como indicativas de un potencial teórico o bruto, ya que se refieren básicamente a la posibilidad de producirla comercialmente como subproducto de la explotación de bosques comerciales para usos maderables y/o a la de recuperar áreas deforestadas para desarrollar bosques energéticos, fuentes no empleadas hasta el momento.

La leña que se utiliza actualmente, considerada una forma de energía no comercial cuando es usada para fines domésticos, no proviene, en general, de los bosques comerciales de alta o media densidad. Sus fuentes son primordialmente las formaciones boscosas de baja densidad o las no boscosas y las plantaciones como las de café que producen leña en su propia operación (esta última está incluida en algunos casos en las estimaciones mencionadas). Por esta razón, el aprovechamiento actual de la leña no se refiere al potencial indicado. No obstante, para los cuatro países mencionados, la proporción entre la demanda de leña y el potencial boscoso sería de un 16% o aún mucho menor si se considera la energía útil extraída de la leña con sus actuales modalidades de consumo, ya que su eficiencia media de utilización puede estimarse entre el 7% y el 10%, lo que da por resultado una elevada demanda regional del producto, superior a los 15 millones de toneladas anuales. Cabe subrayar que la leña es la principal fuente de energía de una mayoría importante (60%) de la población del Istmo y que la relación potencial/demanda es meramente indicativa, y por ello no se le llama grado de aprovechamiento, ni debe interpretarse como tal.

Otro importante recurso energético de la región, particularmente para la generación eléctrica, es el geotérmico. Su prospección en los países del área no está, en general, suficientemente avanzada como para disponer de una cuantificación completa y precisa a nivel de campos explotables en condiciones técnica y económicamente factibles. El desarrollo geotérmico se ha orientado, en general, a la investigación particular de algunos campos llegando, en algunos casos, a estudios de factibilidad e incluso a la

/construcción

construcción de centrales; en algunos países se efectuaron, además, reconocimientos superficiales y se detectaron áreas potenciales de interés, pero sin llegar a obtener una cuantificación completa del recurso a nivel nacional.

El país en el que sin duda se ha avanzado más en este campo en la región es El Salvador, donde incluso ya se tiene una experiencia operativa de varios años con la explotación de la central Ahuachapán que representa un importante aporte al sistema interconectado nacional. Según estimaciones de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), ^{9/}en los campos con posibilidades de utilizarse para la generación de energía eléctrica (temperaturas superiores a 180°C), el potencial ascendería a unos 1 400 MW, con un factor de recuperación geotérmica de 0.10, y a 1 900 MW si para dicho factor se admitiera un valor de 0.25.

Desde 1983, Nicaragua opera también una central geotérmica (Momotombo) y según el programa de expansión del país se prevé que en el próximo decenio continuará el desarrollo de este tipo de energía, evaluando los campos más prometedores. En los otros países del área también existen programas de prospección del recurso e incluso se ha programado para la próxima década la construcción de algunas centrales (Miravalles en Costa Rica y Zunil en Guatemala).

Como ya se ha mencionado, con la sola excepción de Guatemala, no se han comprobado aún en la región reservas de combustibles fósiles (hidrocarburos y carbón). Las reservas comprobadas de petróleo de Guatemala son aún pequeñas -unos 19.5 millones de barriles-, si bien existen algunos indicios de que podrían incrementarse sustancialmente a medida que avancen las tareas de exploración. Para tener una idea de la dimensión de estas reservas, conviene señalar que el consumo interno total del país es actualmente de unos 8 millones de barriles anuales.

En el resto de los países del Istmo se están desarrollando, con distinto grado de intensidad y diferentes modalidades operativas, actividades de prospección de hidrocarburos. El programa más avanzado es el de Costa Rica, donde se llegó a la etapa de perforación del primer pozo exploratorio profundo.

Cabe señalar que las actividades de exploración petrolera en la región, con la excepción de Guatemala, si bien se han reiniciado en fecha reciente (después de 1980 en casi todos los países), datan en algunos casos de hace más de 25 años, e incluso algunas compañías transnacionales han efectuado trabajos de perforación, pero se retiraron posteriormente debido, al parecer, al escaso atractivo de la zona en cuanto a sus posibilidades petroleras, al menos en las condiciones económicas imperantes en el mercado en aquel momento. Si bien en la región existen cuencas sedimentarias -primera condición necesaria, aunque no suficiente para la existencia de depósitos de hidrocarburos- y hay algunos indicios de posibles reservas adicionales a las guatemaltecas, en realidad sería muy prematuro albergar grandes expectativas sobre la base de la información disponible hasta el momento.

^{9/} Véase, CEL, Alternativas de desarrollo energético nacional. Plan preliminar período 1985-2000, El Salvador, Mayo de 1982.

Con respecto al carbón mineral, el único país con un programa definido de exploración sistemática es Costa Rica. En él se encontraron algunos mantos con posibilidades de explotación comercial y de magnitudes apropiadas para cubrir algunos usos importantes, previéndose iniciar la producción en los próximos años.

Por otra parte, se ha avanzado poco en la evaluación de otras fuentes energéticas como la solar, la eólica y la biomasa de origen agropecuario. No obstante, varios de los países disponen de información (a veces no sistemática) sobre radiación solar, mapas de viento, residuos vegetales, etc., y en algunos casos se han llegado a efectuar evaluaciones preliminares.

3. El balance energético de la región

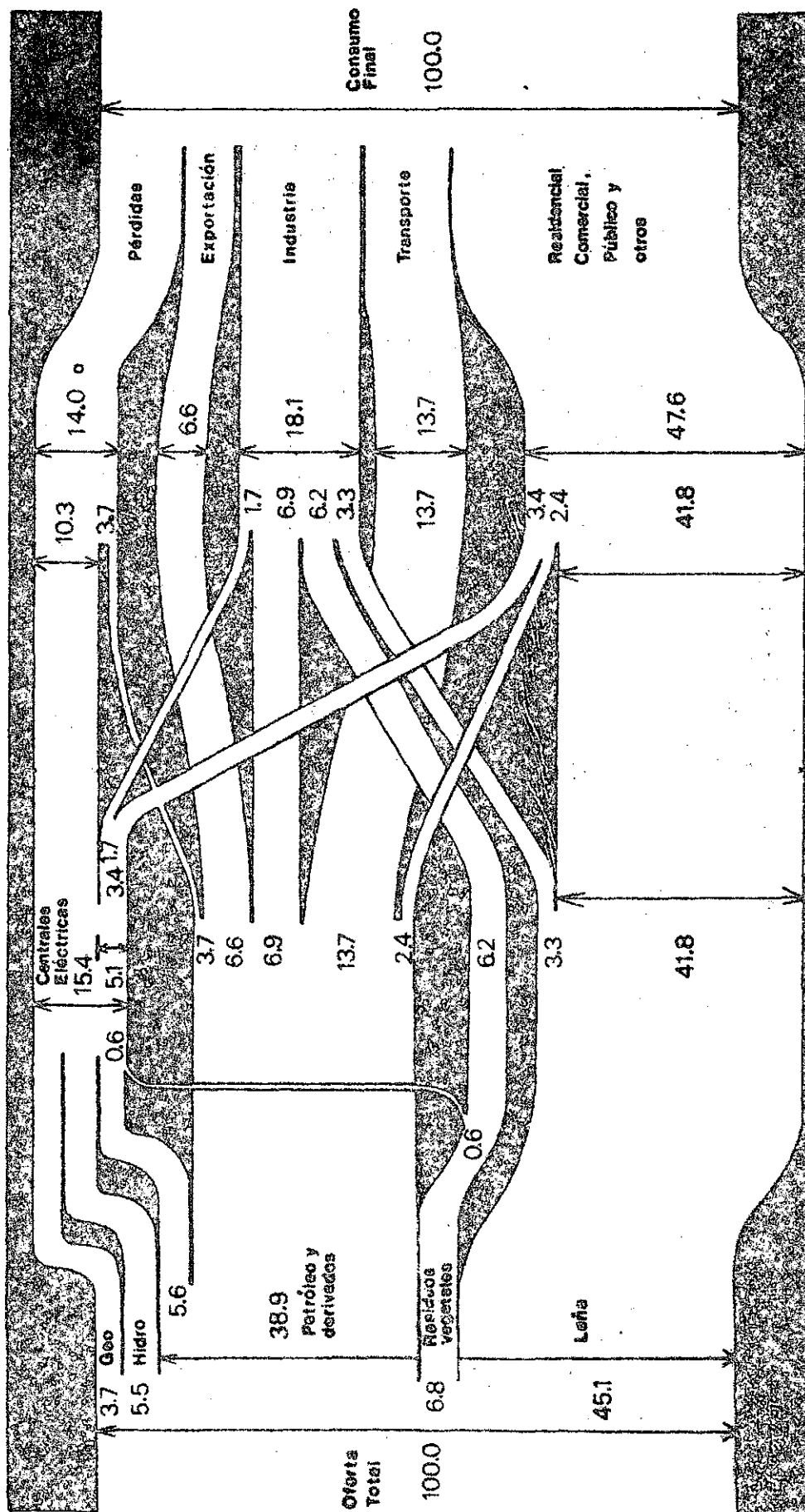
El balance energético del Istmo Centroamericano muestra el predominio de dos fuentes principales: los derivados del petróleo y la leña. De acuerdo con las cifras de 1983, más del 80% del consumo y la oferta global de energía del Istmo está cubierto por la leña y los productos petroleros. (Véase el gráfico II-1.) Estos últimos revisten particular importancia porque constituyen prácticamente la totalidad de las importaciones de energéticos y son la mayor fuente de energía comercial de la región. Asimismo, representan una proporción importante (36%) de la energía utilizada para la generación de electricidad y abastecen, además, casi el 100% del consumo del transporte -la electricidad tiene un uso marginal en ese sector-, más del 40% del consumo industrial y una pequeña parte (6%) del consumo residencial, comercial y público. Por otro lado, la leña cubre cerca del 90% del consumo residencial, comercial y público y más del 20% del consumo energético industrial.

Pese al intenso desarrollo del último decenio, los recursos hidroeléctricos y geotérmicos, y particularmente los primeros, no llegan aún a participaciones muy elevadas en el balance energético regional, aunque sí muestran avances significativos. (Véase de nuevo el gráfico II-1.) El avance, en cuanto a participación en la oferta interna total de energía, se atenúa, en parte, debido a que dichos recursos muchas veces no desplazan directamente la oferta proveniente de la importación de hidrocarburos, sino que dejan libre un mayor saldo exportable de combustóleo. Este es el producto petrolero que sustituyen en mayor proporción, lo cual no se refleja en la oferta, sino en la exportación.

Este predominio notorio de dos formas de energía -petróleo, o si se adiciona la electricidad, energías comerciales, en general, y leña- en el balance energético del Istmo está relacionado en forma bastante directa con un aspecto igualmente dual en las condiciones de desarrollo socioeconómico de la población. En efecto, existe una marcada desigualdad en la distribución del ingreso y una elevada incidencia de la pobreza en los países de la región, con la sola excepción, en términos relativos, de

GRAFICO II.-1 ISTMO CENTROAMERICANO : Flujo de energía , 1983

(Porcentajes)



o INCLUDE ENERGIA NO APROVECHADA Y AJUSTES

Costa Rica. Según estimaciones correspondientes a 1980, 10/ en ese año más de un 60% de la población del Istmo Centroamericano o alrededor de 15 millones de personas vivían en condiciones de pobreza, 11/ sobre una población total de algo más de 23 millones. A su vez, cerca de 10 millones -o un 40% de la población total- se encontraban en condiciones de pobreza extrema. 12/

Esta fracción mayoritaria de la población es la que consume casi exclusivamente leña, mientras que el estrato superior o no pobre -cerca del 40% de la población total de la región- consume primordialmente energías comerciales (hidrocarburos y electricidad) en forma directa, o indirectamente a través del consumo de la mayor parte de los bienes y servicios producidos en el país y para cuya elaboración se requiere energía.

Como se dijo anteriormente, un 60% de la población total consume leña, cifra que casi coincide con el porcentaje de población en condiciones de pobreza. Por otro lado, la población servida con electricidad se estima en cerca del 40% del total. Esto indica que la penetración del servicio eléctrico en los sectores de menores recursos todavía es reducida, sobre todo en las áreas rurales (así lo confirman los cálculos de algunas empresas eléctricas). Igualmente, el uso directo de hidrocarburos en estos estratos de menores ingresos es relativamente bajo para el conjunto de la región, y se limita generalmente al uso de queroseno y una parte pequeña del gas licuado consumido por el sector doméstico.

10/ Véase, CEPAL, Satisfacción de las necesidades básicas de la población del Istmo Centroamericano (E/CEPAL/MEX/1983/L.33), 12 de diciembre de 1983.

11/ No satisfacción de las necesidades básicas.

12/ No cubren sus necesidades alimentarias mínimas.

4. La demanda de energía y su vinculación con la evolución económica

a) La demanda y su composición por fuentes

El consumo energético total del Istmo Centroamericano presentó una tendencia creciente hasta 1979. A partir de ese año y hasta 1982 comenzó a decaer debido a la notoria baja en el consumo de hidrocarburos producida por la aguda crisis económica comentada al comienzo de este capítulo y acentuada por el fuerte incremento del precio internacional del petróleo en ese período. En 1983 se observó una recuperación, y el consumo total de la región ascendió aproximadamente a unas 120 000 TCal -unos 85.5 millones de barriles de petróleo equivalente-, en tanto que el consumo de energías comerciales llegó a un equivalente de 38.7 millones de barriles de petróleo (106 000 barriles diarios).

El impacto de la crisis económica, como se ha mencionado, lo resintió en mayor medida la demanda de hidrocarburos, la cual, entre 1979 y 1982, disminuyó a un ritmo anual acumulativo de 5%. La demanda de electricidad reflejó también los efectos de los problemas económicos, pero de manera diferente debido a su menor elasticidad ya que no llegó a presentar tasas negativas, si bien el ritmo de crecimiento para el período 1979-1982 fue inferior a la mitad de la tasa observada en el período 1972-1979.

Por otro lado, el consumo de leña no estuvo afectado primordialmente por los mismos problemas que las energías comerciales a causa de su carácter no comercial y debido a que se emplea fundamentalmente para un único uso básico: la cocción de alimentos en el sector doméstico de bajos ingresos, especialmente en las áreas rurales. Más de la mitad (55% en 1983) del consumo energético de la región sigue cubriéndose con leña, pese a que ésta se ha venido sustituyendo con energías comerciales. Sin embargo, conviene señalar que este energético llegó a su participación más baja en el bienio 1978-1979, en el que representó la mitad del consumo energético de la región; a partir de ese momento comenzó a recuperar terreno debido, más que a un aumento de su propio consumo, al descenso en el consumo de hidrocarburos.

Los derivados del petróleo constituyen la otra fuente principal de energía que, no obstante la baja reciente en su consumo y una disminución en su participación relativa, cubrieron en 1983 un 70% del consumo de energías comerciales y alrededor del 32% del consumo energético total del Istmo.

La participación de la electricidad, que suele llamarse coeficiente de electrificación del consumo, presenta, referida a la energía comercial, un crecimiento importante en el período

/analizado

analizado; de un 10% en 1972 se elevó a 14% en 1983, si bien esta cifra no es aún del mismo orden de magnitud que el petróleo. Si se calcula con referencia al consumo total, este coeficiente representó en 1983 un 6% del de aquél, de modo que el petróleo y la leña son las fuentes dominantes en el balance energético de la región, según ya se ha indicado. Sin embargo, conviene señalar que esta ponderación se refiere a energía neta y no a energía útil, lo cual puede dar una imagen algo distorsionada de la importancia relativa de cada energético por la diferencia sustancial que existe entre la eficiencia media de utilización de cada uno de ellos. Esto tiende a subvalorar considerablemente la participación de la electricidad puesto que, en general, su eficiencia de utilización es la más alta con relación a la de los hidrocarburos y la leña. Por otro lado, el peso de esta última en el consumo resulta altamente sobrevaluado debido a su muy baja eficiencia en la cocción de alimentos, principal actividad en la que se emplea. Algo similar ocurre con los hidrocarburos, si bien en mucho menor medida.

Como ejemplo de estas diferencias en rendimiento puede citarse el caso de los motores; la eficiencia de uno eléctrico es de 98%, mientras que la de uno de combustión interna (hidrocarburos) apenas llega al 30%. Otro ejemplo serían las cocinas, cuyos rendimientos varían de 80% a 85% para las eléctricas, a 36% las de gas licuado y 7% el fogón de leña.

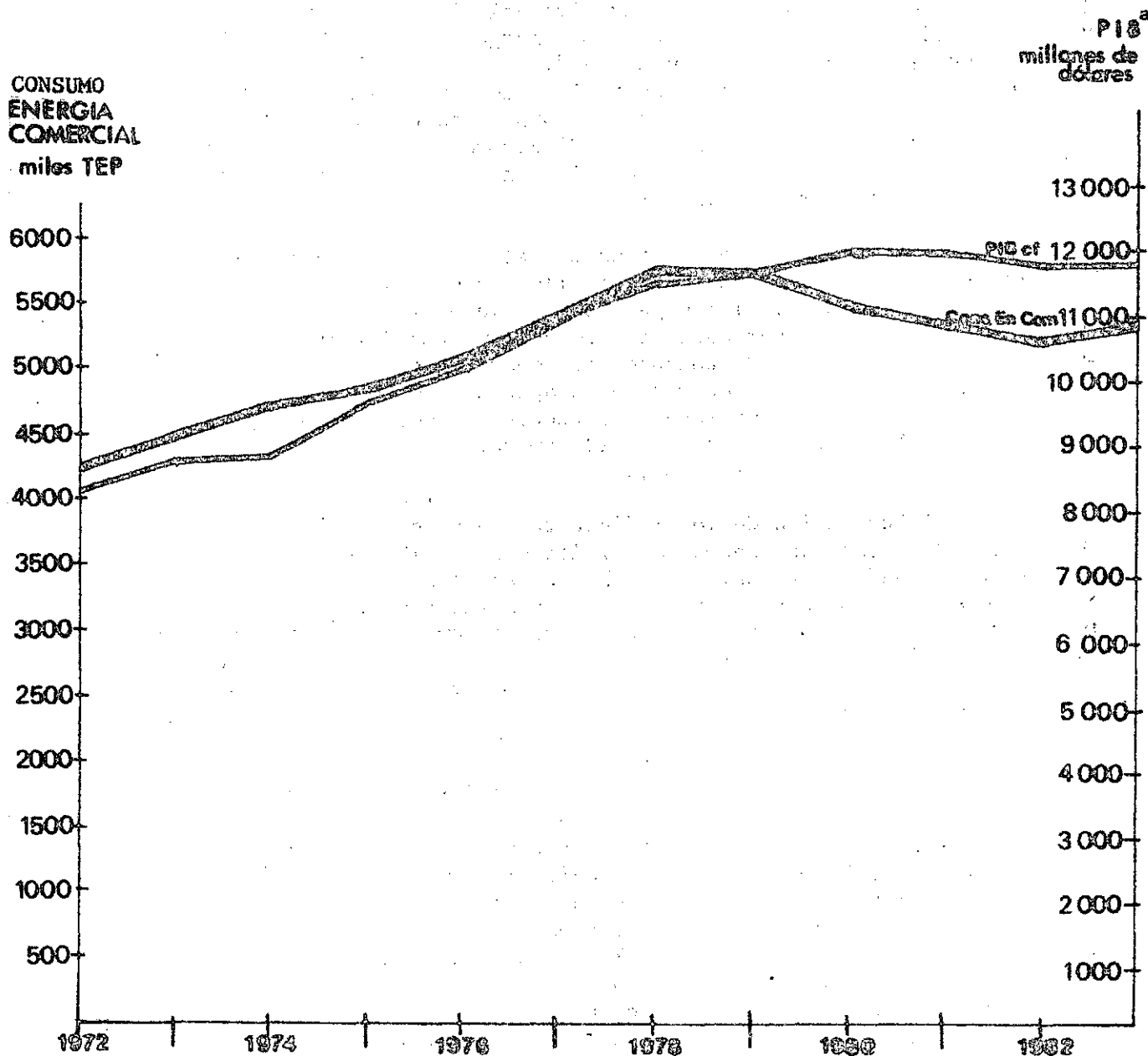
La estructura del consumo energético en términos de energía útil se desconoce debido a que no se cuenta en la región con balances sobre el particular. Sin embargo, de acuerdo con aproximaciones burdas de la eficiencia media global de cada energético, se puede calcular que, a nivel de energía útil, la principal fuente serían los hidrocarburos con una cobertura de 45% a 50% de los requerimientos totales; en segundo término se colocaría la electricidad, con un 25% a 30% y, en tercer lugar, la leña con 20% a 25%. En términos de energías comerciales, los hidrocarburos cubrirían una fracción del orden del 55% al 60% y la electricidad, una del 30% al 35%.

Se ha mencionado ya que la evolución de la economía, particularmente durante la crisis de los últimos años, que aún perdura, ha desempeñado un papel importante en la determinación del nivel y la estructura de la demanda energética, en combinación con otros factores relevantes entre los que sobresale el precio del petróleo, el cual incide, a la vez, en forma directa o indirecta, sobre el funcionamiento de la economía.

El notable paralelismo que existe entre la evolución histórica del PIB y el consumo de energía se advierte en el gráfico II-2. En él pueden observarse dos "puntos singulares": en 1974, año en el que ocurrió la primera ronda de aumentos en los precios del petróleo, y en 1980, en el cual se presentó la segunda, combinada con una contracción económica casi generalizada, con la excepción importante de Panamá, cuyo fuerte incremento del PIB en ese año

GRAFICO II-2

ISTMO CENTROAMERICANO: Consumo de energía comercial y Producto Interno Bruto



Fuente: CEPAL sobre la base de cifras estimadas

a) millones de dólares de 1970

/determinó

determinó la expansión que se aprecia en el total de la región. Sin embargo, de este comportamiento -que puede corroborarse cuantitativamente mediante un análisis de correlación- ^{13/} no puede inferirse que haya una relación cuantitativa estable o, menos aún, rígida entre ambas variables, ni puede afirmarse que exista un valor único de consumo energético para cada valor del PIB y viceversa, ni tampoco que a todo incremento positivo o negativo del PIB corresponda una variación del mismo signo en el consumo energético, exceptuando los períodos de crisis o "puntos singulares". Este criterio podría surgir si no se analizan críticamente los resultados de un cálculo de correlación entre dos variables que comprenden una serie de fenómenos particulares; los que todavía se incrementan más al considerarse los totales del Istmo, e incluir, por lo tanto, a seis países cuya evolución no es totalmente similar.

Aun cuando queda fuera del alcance del presente trabajo un análisis por países, para cada uno de ellos se observaría una relación diferente en distintos períodos de la evolución económica si se estudiaran con mayor detalle los componentes del problema, por ejemplo, cada sector de consumo por separado, como se verá más adelante. Aun a nivel de variables agregadas se observan comportamientos singulares analizando la secuencia temporal de algunos indicadores como el consumo de energía comercial y el PIB por habitante. (Véase el cuadro II-2.)

Según la evolución de los indicadores mencionados, ambas variables presentan una tendencia creciente hasta 1978 y descendente con posterioridad a ese año. Sin embargo, el ritmo de incremento positivo o negativo es diferente en términos relativos, en una variable con respecto a la otra, lo que denota una interacción diferente, según se trate de períodos de crecimiento o de contracción. Estas relaciones pueden observarse con cierta claridad si se compara el consumo por habitante en función del PIB por habitante. (Véase el gráfico II-3.)

Al considerar los puntos en orden cronológico, se puede apreciar en el gráfico mencionado que la línea seguida en sentido creciente no es la misma que cuando el PIB por habitante desciende; también se advierte que en 1974 el consumo por habitante decreció pese al incremento en el PIB por habitante -debido al efecto de los precios del petróleo- pero se recuperó al año siguiente, llegando a valores superiores a la etapa anterior a 1974, no obstante que en ese mismo año de 1975 se contrajo el PIB por habitante. En síntesis, la evolución en sentido decreciente sigue un camino diferente que en sentido ascendente o, en otros términos, la elasticidad en sentido descendente es mayor que en el creciente para el caso del Istmo Centroamericano en su conjunto.

^{13/} La regresión potencial ($y = a X^b$) energía comercial - PIB para el Istmo Centroamericano arroja un coeficiente de correlación de 0.34.

Cuadro II-2

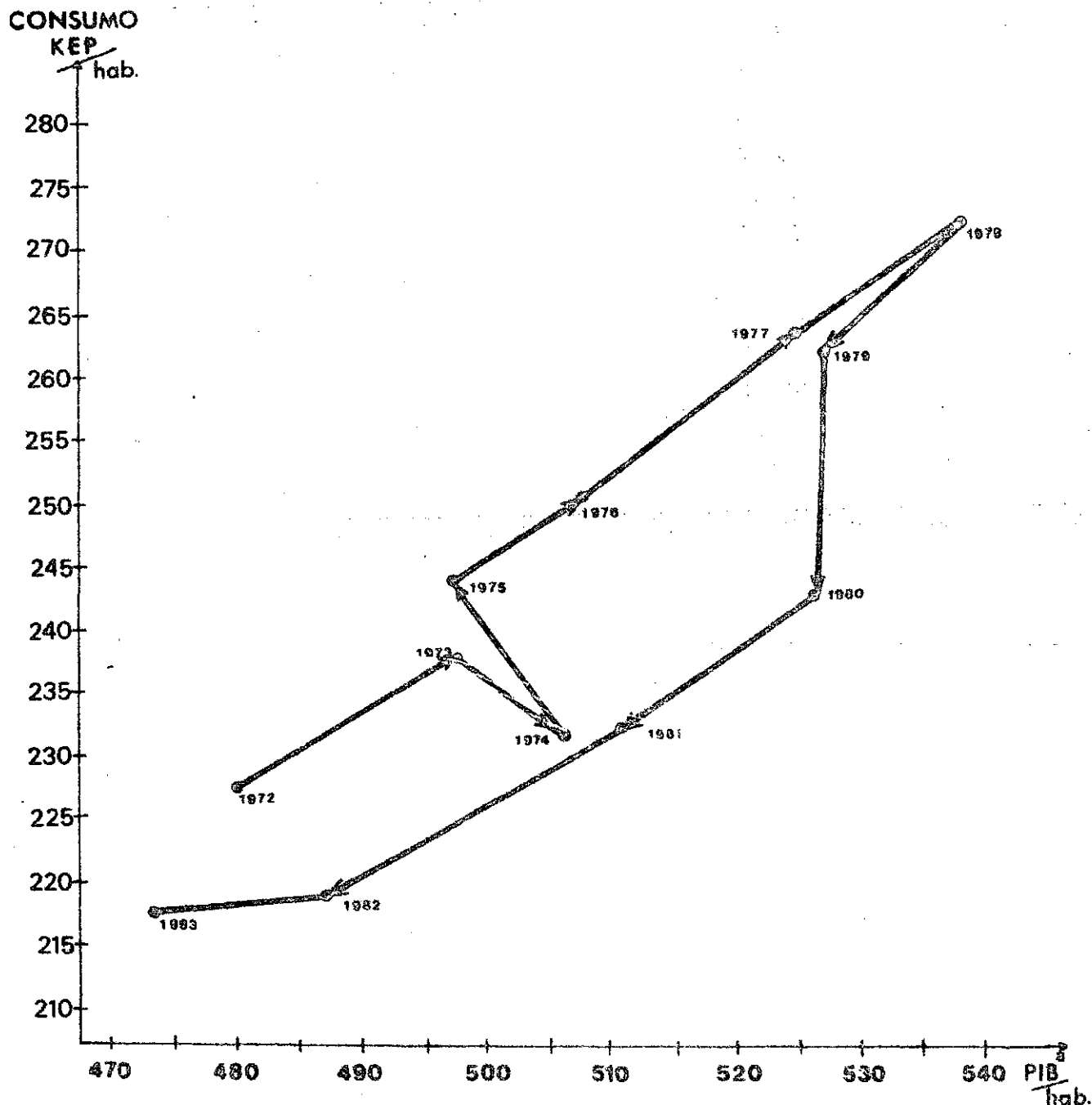
ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL Y
PRODUCTO INTERNO BRUTO POR HABITANTE

	PIB por habitante (Dólares de 1970/habitante)	Consumo de energía comercial por habitante (kep/habitante)
1972	480.2	228.3
1973	497.4	238.5
1974	506.6	232.2
1975	497.2	244.4
1976	507.4	251.3
1977	524.4	264.1
1978	538.0	272.6
1979	526.9	262.8
1980	526.4	244.2
1981	511.1	233.1
1982	487.0	219.6
1983	473.0	217.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

GRAFICO II -3

ISTMO CENTROAMERICANO: Relación entre el consumo de energía comercial y el producto interno bruto por habitante



Fuente: CEPAL sobre la base de cifras oficiales

a) dolares 1970

/A nivel

A nivel de países, el comportamiento es similar, aunque en algunos casos el "retorno" se produce por encima de la línea de incrementos positivos. Es decir, la elasticidad en sentido decreciente es menor, lo que denota una cierta inercia o retardo a la baja del consumo cuando disminuye el ingreso por habitante, probablemente debido a que los estratos de población que consumen mayormente energías comerciales se ven menos afectados por la crisis. En cambio, cuando el comportamiento es similar al indicado para el conjunto del Istmo podría explicarse porque la combinación del deterioro del ingreso y el incremento de los precios que se produce a partir del bienio 1978-1979 probablemente afectaría en mayor medida a los consumidores finales, por ejemplo, en países donde el consumo de energías comerciales está más difundido entre los estratos de ingresos medios y bajos de la población. Una evolución similar se encuentra con cierta frecuencia en varios de los países en los consumos particulares de algunos sectores, y se refleja en el total del Istmo, como se verá más adelante.

Este tipo de comportamiento demuestra que siempre existe una influencia determinante -en mayor o menor medida- de la evolución económica sobre el nivel del consumo energético, aunque en muchos casos ésta no se pueda cuantificar aplicando las usuales técnicas de regresión. En efecto, si la línea creciente y la descendente están muy cercanas, como se observa en el gráfico II-3, puede haber un elevado coeficiente de correlación entre las variables, como el indicado anteriormente, mientras que si la separación entre ambas líneas es relativamente amplia (por ejemplo, el consumo de gasolina en El Salvador en función del PIB por habitante) el coeficiente de correlación puede ser muy bajo, lo cual no permite afirmar, según se dijo, que no hay relación entre las variables.

Para ampliar la interpretación esbozada en los párrafos precedentes, se precisa de estudios más profundos, si bien los análisis efectuados hasta ahora a nivel de países y sectores (no presentados en este informe) parecen corroborar las conclusiones generales indicadas.

b) La demanda por sectores consumidores

La estructura del consumo de energía comercial por sectores no presenta, en general, cambios de gran importancia en el período analizado. La industria mantuvo una participación relativamente constante, mientras que la participación del transporte decreció levemente a partir de 1979, de acuerdo con la declinación de su consumo, la que ocurrió a un ritmo mayor que el de la industria. Ambos sectores son los principales consumidores de energía comercial y absorben en conjunto, casi en partes iguales, más del 75% del total de la región. En 1983, el consumo industrial se expandió mientras que el del transporte menguó a un ritmo muy inferior a la tasa de decremento medio anual del período 1979-1982.

/En el sector

En el sector residencial y comercial la dinámica es diferente. Ahí el consumo de energías comerciales no resiente tanto el impacto de la crisis económica debido a que la mayor parte de esta demanda corresponde al sector doméstico y se destina a la satisfacción de necesidades energéticas de carácter primario. Por consiguiente, la participación de este sector en el consumo de energías comerciales no descendió durante el lapso 1979-1982; únicamente atenuó su tasa de expansión, la cual volvió a elevarse en 1983. A ello se debe que el peso del sector haya crecido levemente a partir de 1979.

Esta atenuación del ritmo de incremento del consumo de energéticos comerciales del sector residencial y comercial con posterioridad a 1978 se refleja en una relativa estabilización del consumo por habitante en el mismo lapso, si bien con ligeros altibajos (véase el cuadro II-3). Teniendo en cuenta la contracción en el ingreso por habitante con posterioridad a ese año, el comportamiento del consumo residencial y comercial por habitante indica una cierta inercia frente a la posibilidad de disminuir los consumos por el tipo de necesidades básicas que cubre. Esto significa que el consumo por habitante reacciona de manera más inelástica frente a contracciones del PIB por habitante que ante incrementos en el mismo, y constituye otro ejemplo del comportamiento descrito para los consumos globales. En el gráfico II-4 se observa que en 1974 y 1975 disminuyó el consumo por habitante, lo que podría explicarse principalmente por el alza de precios de la energía; a partir de 1978 se advierte el comportamiento inelástico señalado pese a la contracción del ingreso por habitante y al alza de precios de los hidrocarburos del bienio 1979-1980. Este tipo de evolución para el sector residencial y comercial ocurre, en términos generales, en la mayoría de los países del Istmo Centroamericano considerados individualmente.

El consumo de energía comercial del sector residencial y comercial está cubierto por cuatro energéticos: electricidad, gas licuado, queroseno y carbón de leña, correspondiéndole a cada uno de ellos en 1983, el 56%, 22%, 17% y 5%, respectivamente, de ese consumo.

En el sector industrial (incluido agro y pesca, cuyos consumos energéticos son marginales) se puede observar que a lo largo del período analizado el consumo de energía comercial guardó una relación muy estrecha con el valor agregado que generó en el mismo lapso, por lo que resultó un consumo específico por unidad de valor agregado o intensidad energética del sector relativamente constante (véase de nuevo el cuadro II-3). En efecto, dicho coeficiente presentó, durante el período 1972-1983, pequeñas oscilaciones alrededor de su valor medio de 506.7 tep por cada millón de dólares de 1970 del PIB sectorial, con una desviación estándar que representa un 1.8% respecto de dicho valor medio.

Cuadro II-3

ISTMO CENTROAMERICANO: ALGUNOS INDICADORES DE LOS CONSUMOS SECTORIALES
DE ENERGIA COMERCIAL

	Residencial y comercial Consumo por habitante (kep/habitante)	Industria, agro y pesca Consumo/PIB (tep/millones de dólares)	Transporte Consumo/PIB <u>a/</u> (tep/millones de dólares)
1972	26.6	507.9	587.1
1973	26.8	504.9	607.9
1974	26.0	494.8	584.1
1975	26.2	502.2	649.0
1976	27.1	517.8	662.0
1977	28.3	523.9	657.3
1978	29.5	506.5	672.5
1979	29.3	506.3	665.4
1980	29.7	492.4	611.6
1981	30.1	507.4	583.2
1982	29.1	498.0	587.6
1983	30.0	518.4	593.7

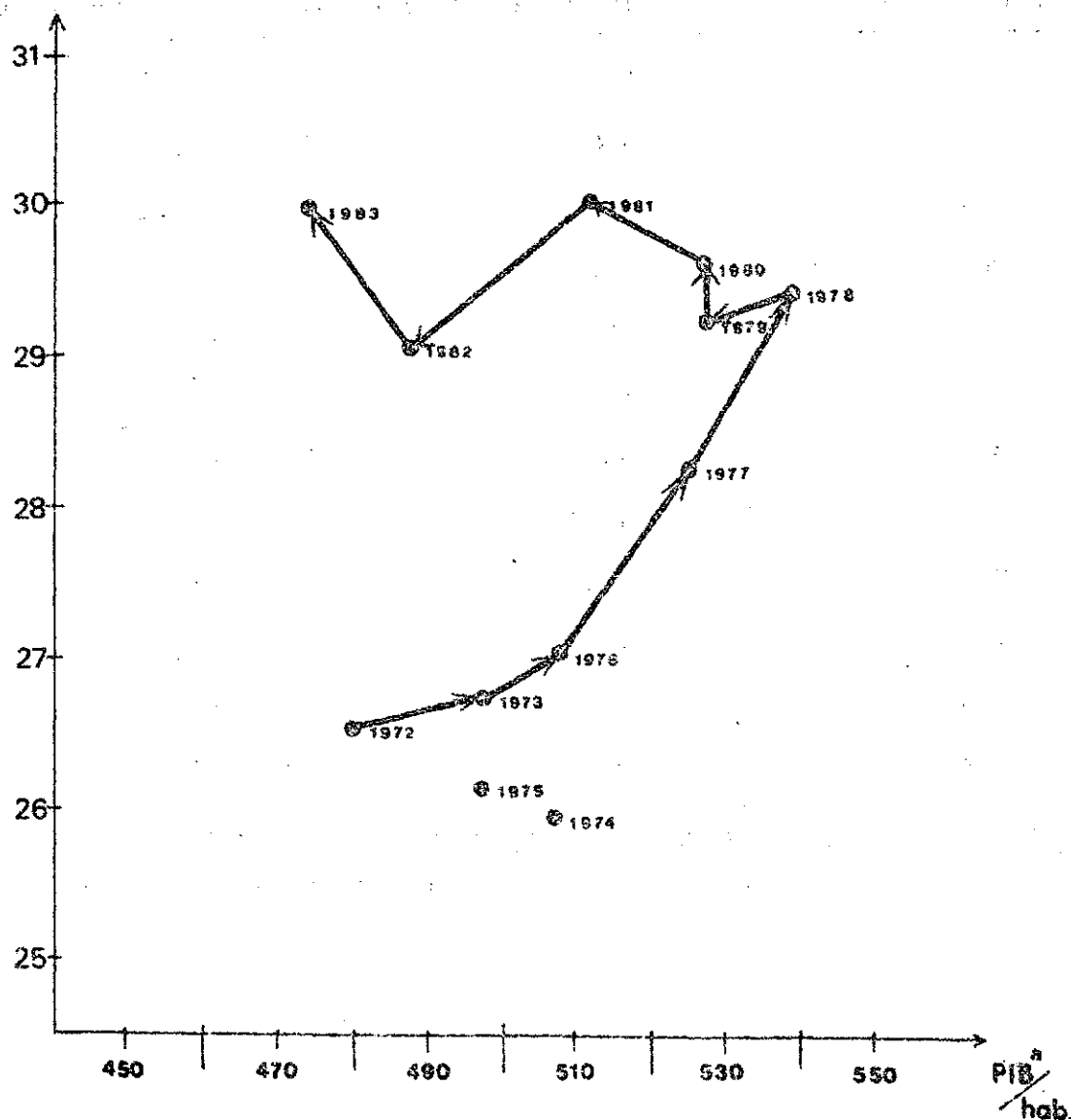
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Corresponde al PIB de los sectores comercio, finanzas y administración pública.

GRAFICO II - 4

ISTMO CENTROAMERICANO: SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL: consumo de energía comercial en función del PIB por habitante

CONSUMO
KEP
hab.



Fuente: CEPAL sobre la base de cifras oficiales
a) dolares de 1970

/A nivel

A nivel de países se observa, en general, un comportamiento similar de la intensidad energética del sector industrial, con oscilaciones algo más amplias en algunos casos, con la sola excepción de Panamá, que presenta algunas diferencias significativas.

En el gráfico II-5 se presenta la evolución del consumo de energía comercial en función del PIB para el sector industria, agro y pesca. En él se aprecia la estrecha correlación que existe entre ambas variables. No se observa, al menos en forma suficientemente clara, un desempeño similar que el descrito para el sector residencial.

El consumo de energía comercial del sector industrial está cubierto básicamente por energía eléctrica, diesel, combustóleo y residuos vegetales (bagazo de caña y cascarilla de café) en proporciones que en 1983 fueron del 12%, 20%, 25% y 39%, respectivamente.

En cuanto al sector transporte, otro de los grandes consumidores de energía comercial de la región, se tomó como variable exógena para este somero análisis preliminar de su consumo energético el PIB de los sectores comercio y finanzas y administración pública y defensa. Ello porque el nivel de actividad de estos sectores puede resultar, en términos generales, un buen indicador de la necesidad de movimiento de carga y de pasajeros. Esto no significa que no puedan encontrarse variables exógenas más apropiadas en el momento de profundizar en el análisis del problema.

El consumo específico o intensidad energética del transporte en relación con la variable indicada en el párrafo anterior muestra una tendencia ligeramente creciente en el período 1972-1978 y descendente a partir de entonces, volviendo a elevarse en 1983 (véase de nuevo el cuadro II-3), si bien estas variaciones se produjeron dentro de márgenes relativamente pequeños aunque no tan estrechos como en el sector industrial. En este caso, el valor medio es de 622 toneladas equivalentes de petróleo por cada millón de dólares (de 1970) del PIB de los sectores comercio, finanzas y administración pública, oscilando alrededor de ese valor con una desviación estándar que representa un 5.5% del mismo.

Sin embargo, esa tendencia ligeramente declinante de la intensidad energética a partir de 1978 está indicando que al contraerse el PIB (en este caso desde 1979) el consumo desciende en mayor proporción, volviendo a aparecer el fenómeno de evolución por distintos caminos, según sea en sentido creciente o descendente; en este caso aparece una mayor elasticidad energía-PIB para la contracción que para la expansión. (Véase el gráfico II-6.)

El consumo de este sector está cubierto casi totalmente por hidrocarburos (la utilización de la electricidad es marginal), fundamentalmente por gasolinas y diesel en proporciones similares

GRAFICO II - 5

ISTMO CENTROAMERICANO-SECTOR INDUSTRIA AGRO Y PESCA

consumo de energía comercial en función del PIB sectorial.

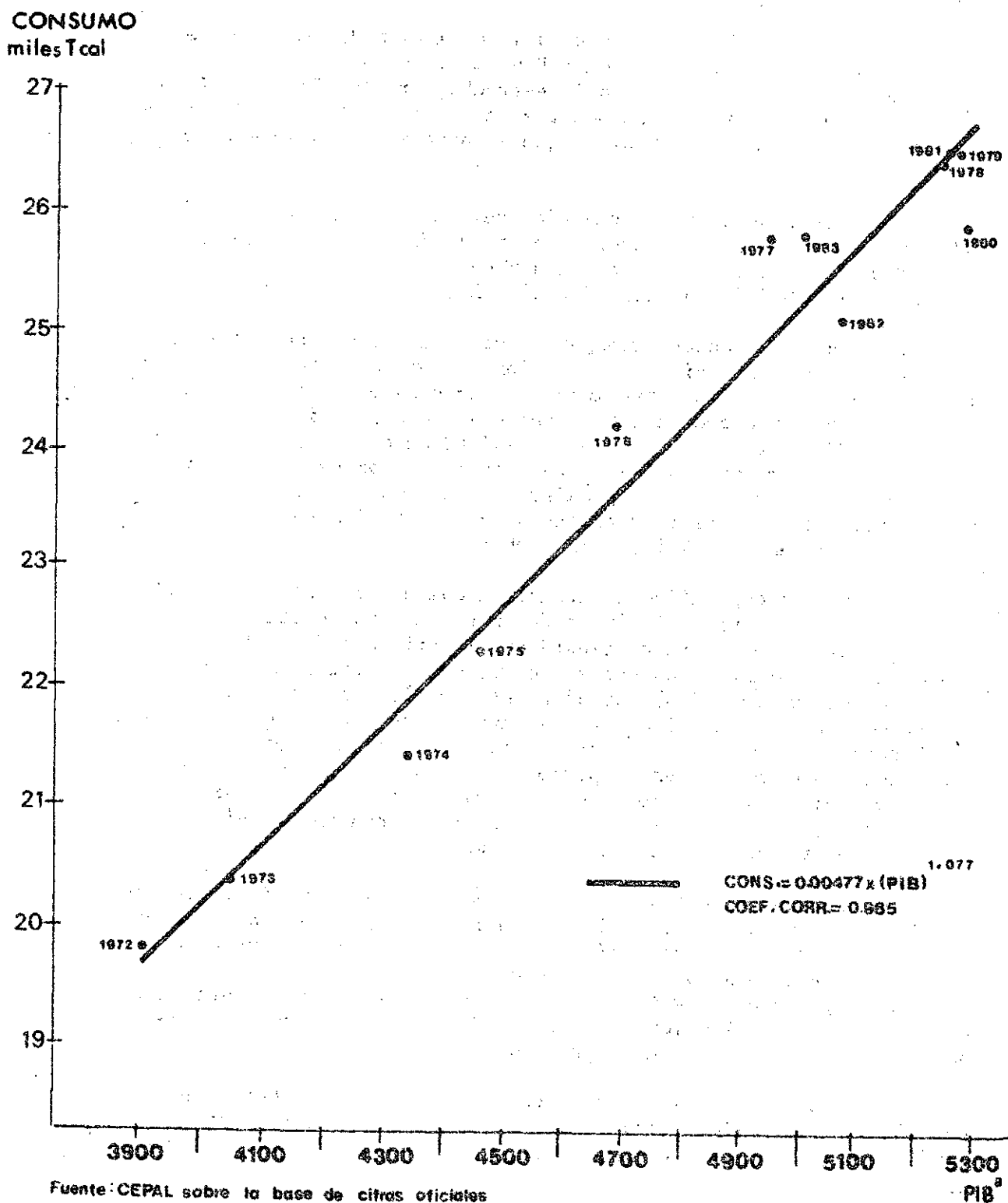
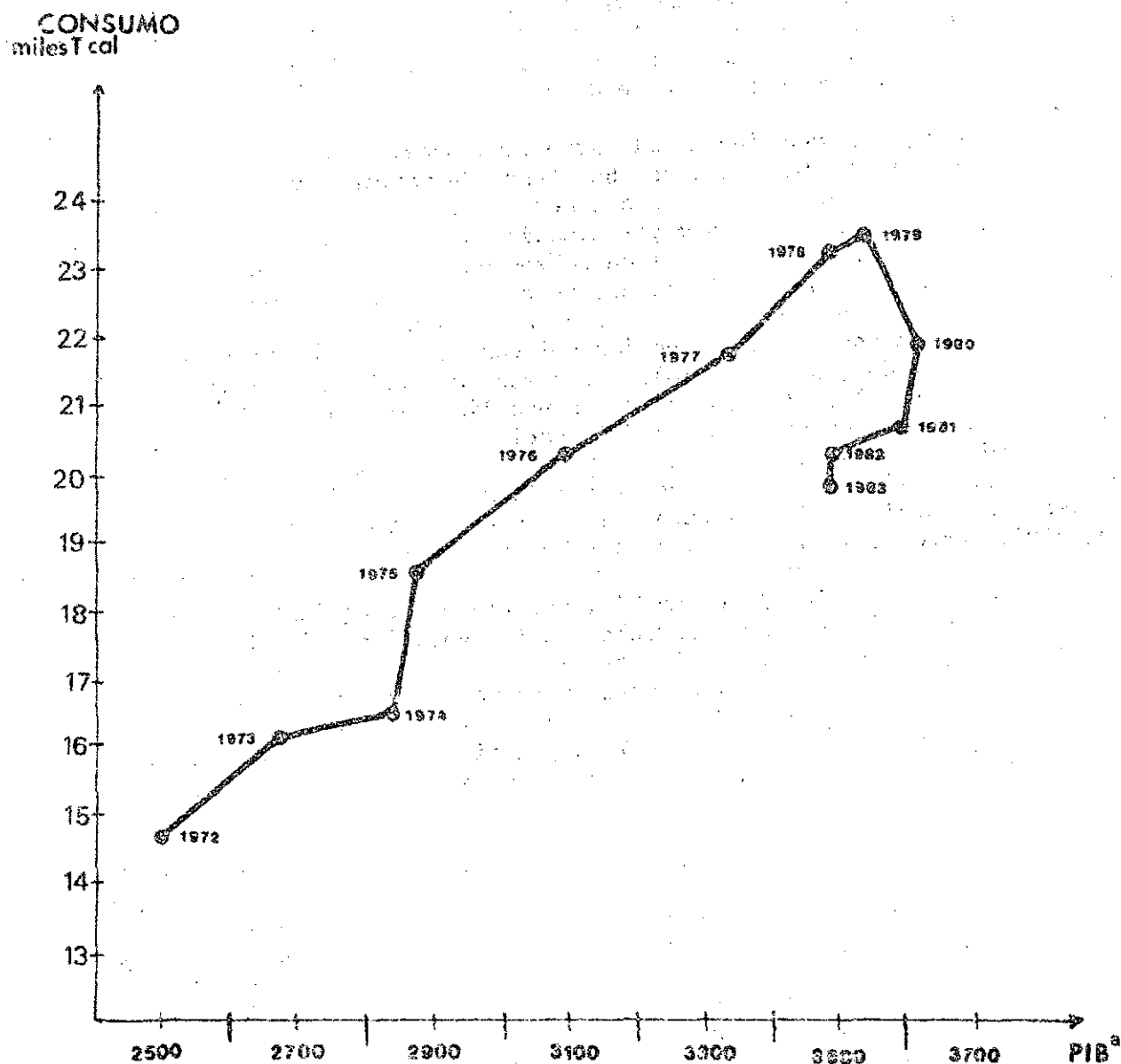


GRAFICO II - 6 ISTMO CENTROAMERICANO SECTOR TRANSPORTE: consumo de energía en función del PIB, del comercio, las finanzas y la administración pública



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

a) millones de dólares de 1970

/(45% y

(45% y 46%, respectivamente, en 1983) y el resto por turbocombustible destinado específicamente para uso en la aviación. Cabe señalar que a partir de 1978 el consumo de gasolina se contrajo en medida apreciable, merma que se reflejó en el consumo total del sector debido a la elevada incidencia que tiene sobre éste.

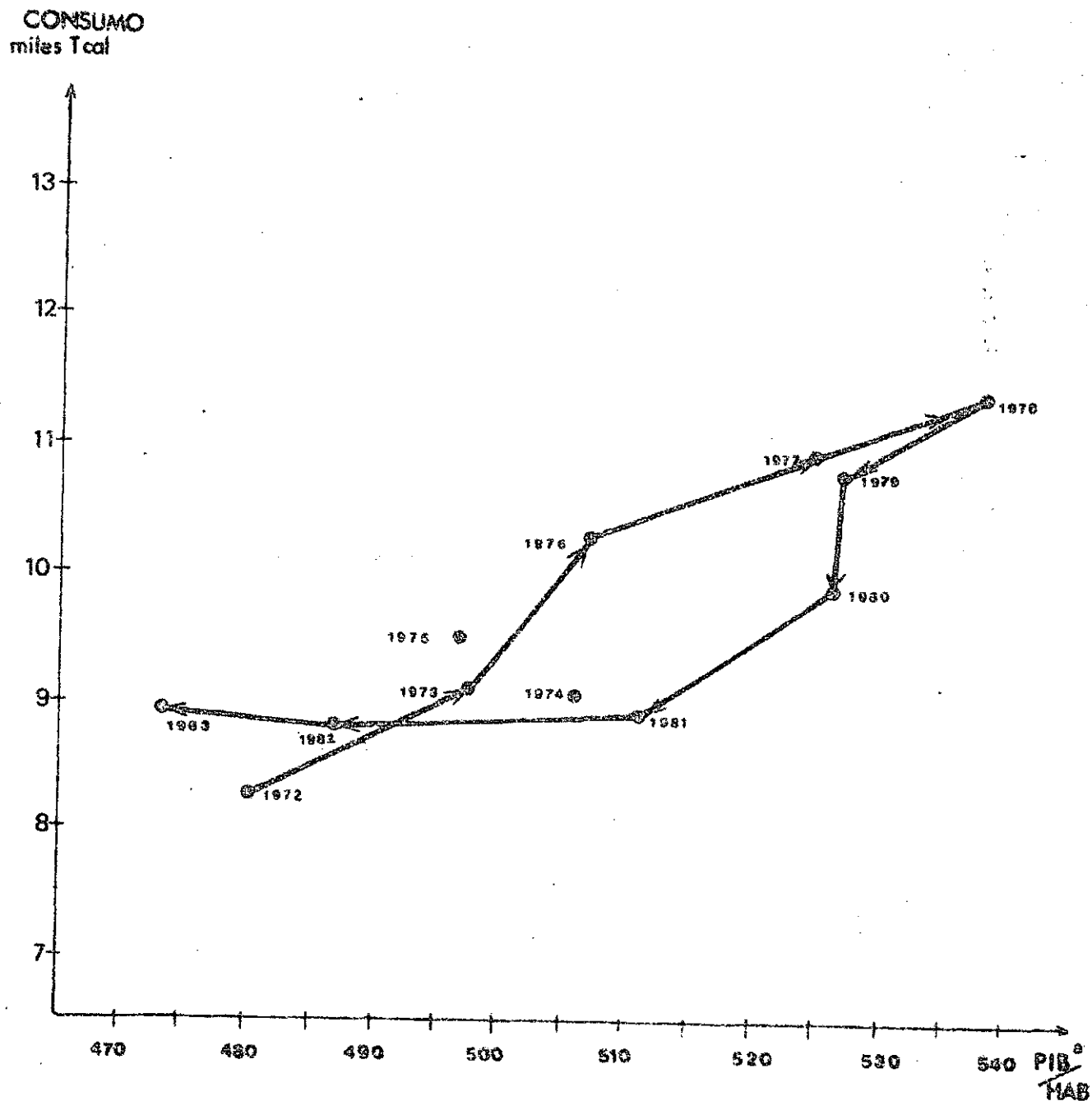
Dado que la gasolina es un combustible que se utiliza principalmente para el transporte privado individual, conviene analizar cómo se ha comportado su consumo frente a las variaciones en el ingreso por habitante. Los precios de este energético también han tenido en aquél una influencia directa importante, pero este fenómeno se estudiará en una etapa posterior a este documento.

El consumo de gasolina en el Istmo Centroamericano ha reaccionado a la disminución del PIB total por habitante de manera similar a como lo hizo el consumo total de energía comercial y el consumo del sector transporte, es decir, con una mayor elasticidad en sentido decreciente. (Véase el gráfico II-7.) A nivel de países el comportamiento es semejante, excepto en Panamá y Nicaragua, aunque en algunos casos el consumo de gasolinas ha sido más inelástico a la baja del PIB por habitante, siguiendo una línea por encima del camino creciente (como es el caso de El Salvador, por ejemplo), y en otros más elástico (como es el caso de Costa Rica) contrayéndose según una línea inferior a la observada en sentido creciente. Estas diferencias pueden deberse, como ya se comentó, a la distribución del ingreso -con un impacto desigual en la distribución de la disminución del ingreso medio que afectaría en menor proporción a los estratos altos- y a un mayor o menor uso del automóvil entre los estratos medios y bajos.

El consumo de diesel, en cambio, muestra en el conjunto de la región una relación bastante estrecha con la evolución del PIB del comercio, las finanzas y la administración pública (véase el gráfico II-8), y presenta una alta correlación entre ambas variables para el conjunto del Istmo, variando este comportamiento a nivel de países. Cabe señalar que este combustible se utiliza principalmente para la movilización de carga y el transporte público de pasajeros, tanto urbano como interurbano.

Finalmente, conviene analizar la participación de la electricidad en el consumo de energía comercial de los diferentes sectores. Aquellos donde tiene mayor importancia relativa son el residencial y comercial, ya que cubre actualmente más de la mitad de su consumo de energía comercial, y su participación se incrementó en un 35% durante el período en estudio. Esto lo explica parcialmente el crecimiento del índice de electrificación de la población y quizás el uso más difundido de la cocina eléctrica en varios países de la región. (Véase el cuadro II-4.)

GRAFICO II-7
ISTMO CENTROAMERICANO SECTOR TRANSPORTE:
consumo de gasolina en función del PIB por habitante

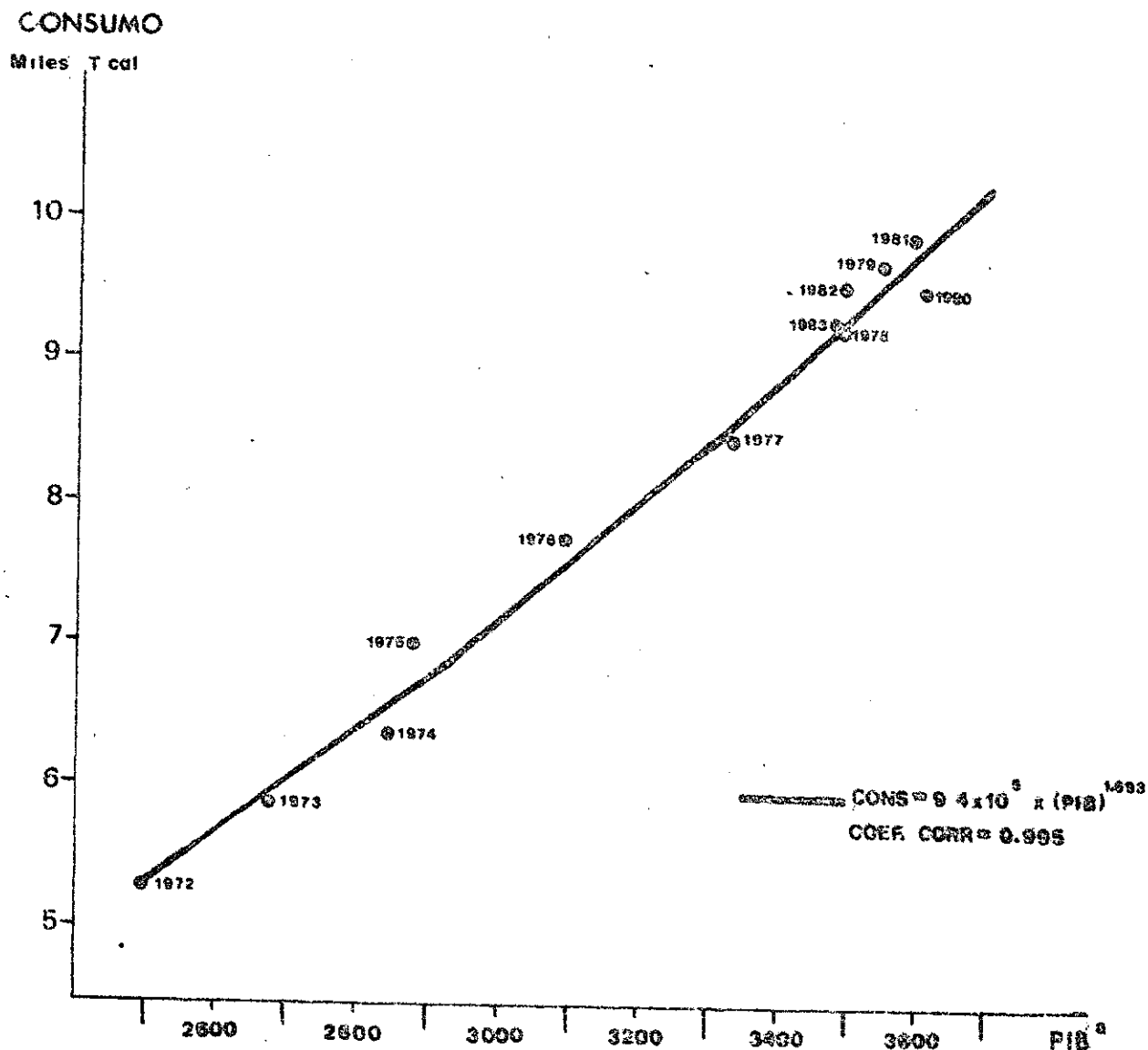


Fuente: CEPAL sobre la base de cifras oficiales
a) dólares de 1970

/Gráfico II-8

GRAFICO II - 8

ISTMO CENTROAMERICANO : Consumo de diesel en el transporte en función del PIB, del comercio, las finanzas y la administración pública



Fuente : CEPAL sobre la base de cifras oficiales

^a millones de dólares de 1970

/Cuadro II-4

Cuadro II-4

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACION DE LA ELECTRICIDAD EN LOS
CONSUMOS SECTORIALES DE ENERGIA COMERCIAL

	Residencial y comercial (%)	Industria, agro y pesca (%)	Otros ^{a/} (%)	Consumo por habitante (kWh)
1972	41.9	9.8	9.3	261.6
1973	42.8	10.5	8.9	276.6
1974	46.7	10.9	10.1	288.7
1975	48.2	11.0	10.3	298.2
1976	48.9	10.8	12.6	313.8
1977	49.4	11.4	12.6	339.3
1978	49.5	11.7	12.3	351.4
1979	49.7	12.3	13.0	355.9
1980	51.7	13.6	14.1	365.7
1981	55.6	12.3	16.7	356.0
1982	56.2	11.6	15.7	346.6
1983	56.3	12.0	16.7	358.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: No se incluyó la participación de la electricidad en el consumo energético del sector transporte porque es poco significativa.

a/ Comprende el sector público, consumo propio y no identificado.

En el sector industrial la electricidad muestra una ligera tendencia a incrementar su participación, la cual se mantiene en un nivel relativamente moderado. De todos modos, como se le destina a usos específicos -que, aun cuando externos al proceso productivo, resultan generalmente vitales para el funcionamiento de las plantas- esta forma de energía resulta imprescindible para el funcionamiento del sector.

El transporte consume electricidad para alimentar sistemas ferroviarios, si bien en cantidades marginales, de modo que su peso en el consumo total del sector es poco significativo. Finalmente, en el sector "otros" se observa un fuerte incremento en la participación de la electricidad -consumida por el sector público-, pero debe tenerse en cuenta que en el rubro otros se incluye el consumo propio del sector energía que, en el caso de las refinerías -específicamente la de Panamá-, ha disminuido en los últimos años debido a la reducción en la carga de crudo. Esta es la razón principal de la aparente mayor penetración de la electricidad en este sector.

El consumo medio de energía eléctrica por habitante en el área se incrementó apreciablemente a lo largo del período analizado. No obstante, se encuentra aún en niveles sumamente bajos si se le compara con el de otros países de América Latina y de otras áreas más desarrolladas, igualmente a lo que sucede con el consumo de energía comercial por habitante. Al efecto basta comparar la cifra de 355 kWh/hab para el año 1981 con los datos disponibles ^{14/} para ese mismo año respecto de otras áreas y países: 1 135 kWh/hab como promedio para Sudamérica, 1 400 para Argentina, 991 para México, 4 958 para Japón, 10 438 para los Estados Unidos y 4 607 como promedio para Europa.

La distribución del consumo de energía no comercial (leña) por sectores tampoco muestra variaciones importantes a lo largo del período indicado. La leña se consume primordialmente (más del 90%) en el sector residencial y el resto en la industria. Este energético cubre aproximadamente el 87% del consumo del sector residencial, comercial y público y un 30% de la demanda del sector industrial, lo que pone una vez más de manifiesto su relevancia en el consumo energético de la región, no obstante que se tiende a sustituirlo, principalmente en el uso doméstico.

Como se mencionó en el análisis del balance energético de la región, este combustible cubre fundamentalmente el consumo de los estratos de población de menores ingresos. El porcentaje de usuarios de la leña en la región resulta del mismo orden que el de la población que se encuentra por debajo del límite de pobreza (ambos alrededor del 60%), siendo a la vez casi complementario del porcentaje de población servida con electricidad.

^{14/} Naciones Unidas, Yearbook of World Energy Statistics, 1981.

5. La oferta interna bruta de energía

La oferta interna bruta de energía, de acuerdo con la estructura de la demanda, está conformada en un 85% por leña e hidrocarburos y 15% por hidro y geoenergía y residuos vegetales.

Aun cuando en 1983 era todavía reducido el aporte de la hidroenergía (5.7%) y de la geoenergía (2.5%), la rápida penetración de estas fuentes durante el período considerado refleja el intenso esfuerzo realizado por los países de la región para desarrollar sus recursos energéticos naturales más abundantes y conocidos, en particular los destinados a la generación eléctrica.

Frente al estancamiento de la leña y el retroceso de los hidrocarburos -en especial durante 1979-1982-, la hidroenergía mostró un dinamismo sostenido a lo largo del período, con tasas muy altas en algunos lapsos, lo que le permitió, en los 12 años considerados, duplicar con creces su participación en la oferta interna bruta. La evolución de la oferta proveniente de la geoenergía resultó más dinámica y su participación en el total se ha incrementado considerablemente debido a que se encuentra en una etapa inicial de su desarrollo. La geotermoelectricidad comenzó a generarse en 1975, con la puesta en servicio de la Central de Ahuachapán en El Salvador.

La oferta interna bruta de hidrocarburos de la región proviene casi en su totalidad del exterior -únicamente en Guatemala hay una producción muy reducida de la cual sólo se utiliza una pequeña parte (13.6% en 1983) que forma parte de la oferta interna bruta, y el resto se exporta-, de modo que en 1983 un 36% de la oferta de energía se importó, es decir, el autoabastecimiento energético de la región fue del 64%, pero descendiendo a 30% si se consideran únicamente las energías comerciales.

6. El subsector hidrocarburos

La demanda total de derivados de petróleo (incluyendo el consumo para generación termoeléctrica) del Istmo Centroamericano llegó, en 1983, a cerca de 35 millones de barriles, unos 96 000 barriles diarios, lo que significó un repunte luego de la contracción observada hasta 1982, a partir del valor máximo de 114 000 barriles diarios alcanzado en 1978. Guatemala y Panamá muestran actualmente la mayor demanda, la cual casi duplica a la de cada uno de los cuatro países restantes.

La baja en la demanda de hidrocarburos se inició en la mayoría de los países del área a partir de 1978-1979 como consecuencia de la grave crisis económica que comenzó en ese bienio, acentuada por la segunda ronda de incrementos en el precio internacional del petróleo. En 1983 se recuperó, salvo en Guatemala donde sigue contrayéndose, probablemente debido a que disminuyó el consumo de bunker a causa de la entrada en operación de la central hidroeléctrica Chixoy, actualmente parada por

fallas en el túnel de conducción. Destaca también el elevado crecimiento observado en Honduras, donde la demanda de hidrocarburos creció 14% en 1983 a causa, en parte, del sustancial incremento en el consumo de bunker por haberse reactivado la producción de las dos plantas cementeras existentes que habían estado anteriormente semiparalizadas.

La estructura de la demanda de hidrocarburos de la región se centra en los productos intermedios, con una menor proporción en términos relativos de livianos y pesados. Se aprecia un fuerte consumo de diesel, producto que representa el 37% del consumo total de la región, y según cifras de 1983, el 47% en Costa Rica y el 49% en Honduras.

La demanda media del Istmo Centroamericano se distribuye entre un 30% de productos livianos, 45% de intermedios y 25% de pesados. A nivel de países, la composición de ésta oscila entre 23% y 36% de livianos; 38% a 61% de destilados medios y entre 16% y 36% de pesados. Una demanda con la estructura indicada es muy difícil de cubrir con la mayoría de los tipos de crudo disponibles en el mercado -particularmente con los que llegan a la región de México y Venezuela- que se procesan en las refinerías centroamericanas, que son del tipo de destilación e hidrotratamiento y no poseen capacidad de conversión secundaria.

Para obtener una idea más clara de los desequilibrios estructurales que se producen entre oferta y demanda de derivados, cabe indicar que los rendimientos volumétricos medios de algunos crudos utilizados en la región -Istmo y Maya (de México) y Tía Juana Ligero y BCF24 (de Venezuela)- son de 30% en livianos, 26% en destilados y 52% en pesados. El rango de variación entre los cuatro crudos considerados es entre 13% a 31% en livianos, 22% a 29% en destilados y 40% a 62% en pesados. Al comparar estas cifras con las correspondientes a la demanda se advierte que, al margen de las limitaciones de capacidad de refinación, es prácticamente imposible cubrir la estructura de consumo con los crudos utilizados, ya que existe un desequilibrio notorio entre destilados livianos y pesados, con déficit en los primeros y excedentes en los segundos; los livianos se aproximan a cierto equilibrio. Cabe señalar que el mencionado desequilibrio tiende a aumentar al desplazarse el consumo de pesados para generación termoeléctrica por centrales hidráulicas y geotérmicas, produciéndose en algunos casos excedentes de bunker que no siempre pueden colocarse en buenas condiciones de precio en el mercado internacional.

La casi totalidad de la demanda de hidrocarburos se satisface con importaciones, ya sea de petróleo crudo o reconstituido, para ser procesado en las refinerías del área, o de productos ya refinados; sólo procede de la región la parte del crudo guatemalteco que se utiliza para consumo interno y cuya aportación a los requerimientos totales del Istmo -y aun de Guatemala- es realmente muy reducida.

/Las adquisiciones

Las adquisiciones de petróleo del área han provenido en los últimos años fundamentalmente de México y Venezuela al amparo, a partir de 1980, del Acuerdo de San José. Los derivados se abastecen principalmente del Caribe y Venezuela.

El volumen total de las importaciones de petróleo y derivados de la región disminuyó de unos 48 millones de barriles en 1979 a 39 millones en 1983, de acuerdo con la contracción de la demanda. Pese a ello, y debido al incremento en los precios internacionales, el valor de las importaciones totales de crudo y derivados se incrementó 46% entre 1979 y 1980 y volvió a crecer levemente en 1981 (2%), aun cuando el volumen de compra declinó más de 13% entre 1979 y 1981; en ese último año se llegó a un valor máximo de 1 545 millones de dólares para el conjunto de la región, cifra que disminuyó hasta unos 1 230 millones en 1983, en función del volumen de la demanda y la contracción de los precios.

Debido a la distorsión indicada entre la estructura de la demanda y la de la producción y las limitaciones de capacidad de refinación, la región importa, además de crudos naturales y reconstituidos, productos refinados intermedios y livianos y coloca en el exterior los excedentes de derivados pesados.

Un 73% del volumen total de las importaciones de hidrocarburos de la región corresponde a petróleo crudo y reconstituido y el resto a derivados, si bien en algunos países (Costa Rica, Honduras y Guatemala) la proporción entre crudo y productos refinados es de aproximadamente 50%. Los derivados importados son fundamentalmente diesel y gasolinas y en particular el primero; la exportación se concentra esencialmente en el combustóleo. En el caso de Panamá, los mayores excedentes de pesados y también de diesel se deben a la política de exportación de su refinería, que incluye el abastecimiento del área del Canal y el consumo a bordo, aun cuando las ventas externas se han reducido drásticamente en los últimos años.

El comercio exterior de hidrocarburos de la región arroja un saldo altamente deficitario, con el consecuente efecto negativo sobre el balance comercial de los países. Aunque las cifras en dólares correspondientes a 1983 muestren un efecto negativo inferior al de los últimos años, debido a la caída de los precios del petróleo y a la contracción de la demanda, los hidrocarburos representaron en ese año más del 15% de las importaciones de la región y comprometieron un 16% de las exportaciones del área. Nicaragua, que no ha podido expandir suficientemente sus ventas al exterior, presenta el mayor déficit comercial de la región en el rubro hidrocarburos, ya que sus compras de los mismos significaron en 1983 un 35% de sus exportaciones.

La capacidad de refinación de que disponen los países del área para procesar los crudos que importan es, en general, de tipo hydroskimming (destilación atmosférica e hidrotratamiento), sin capacidad de conversión secundaria,

/con excepción

con excepción del craqueo térmico de Costa Rica. Con este tipo de refinerías, la estructura de la producción está determinada prácticamente por los rendimientos volumétricos de los crudos en el proceso de destilación primaria, y no tienen suficiente flexibilidad para adaptarse a la estructura de la demanda.

En relación con el tamaño de las refinerías, más allá de los desequilibrios estructurales ya comentados, la de Guatemala resulta insuficiente para cubrir la demanda total del país, mientras que las de Honduras y Nicaragua se aproximan al límite y las de Costa Rica y El Salvador tienen todavía cierto margen en relación con sus mercados internos. Resulta notable el sobredimensionamiento de la refinería de Panamá, en relación con el consumo interno (su capacidad triplica a éste con creces); fue diseñada como refinería de exportación, pero actualmente el mercado externo es reducido, de modo que la planta se encuentra muy subutilizada.

La situación aludida en cuanto a capacidad y estructura de refinación indica que los países centroamericanos deberán estudiar a corto plazo la alternativa de expandir y/o reestructurar sus refinerías, o de lo contrario, incrementar la importación directa de derivados, sin descartar la posibilidad, a más largo plazo, de utilizar de manera coordinada las refinerías de la región.

Con las refinerías ya existentes y los crudos empleados en el Istmo resulta una estructura de producción con mayor proporción de combustóleo y menor de diesel con relación a los requerimientos de la demanda, con excepción de Honduras, El Salvador y Guatemala, países donde se importa todavía una proporción importante de crudo reconstituido que permite una mejor adaptación a la estructura del mercado interno de productos petroleros.

III. EL SUBSECTOR ELECTRICO

Se presenta a continuación un diagnóstico sobre la evolución reciente y la situación actual del subsector eléctrico en el Istmo Centroamericano. Para ello se analizaron los aspectos técnicos referentes a flujos de energía, infraestructura de los Sistemas Interconectados Nacionales -que cubren prácticamente la totalidad del servicio público de electricidad-, incluyendo los intercambios de energía entre los países del Istmo, los principales aspectos económicos y financieros del subsector a nivel de empresas eléctricas y, finalmente, una síntesis de la estructura institucional y organizativa que enmarca las actividades del subsector, así como las características fundamentales de los contratos de interconexión que rigen los intercambios de energía entre países.

Se consideraron, en general, los elementos sobresalientes de la problemática del servicio público de electricidad a nivel nacional y regional, y se dejaron de lado detalles que agregaban poco a las conclusiones generales. La información estadística más relevante utilizada para esta parte del estudio se incluye en el anexo a este documento, razón por la cual no se hace referencia a ella a lo largo del capítulo.

A. Aspectos técnicos

1. Sistemas interconectados nacionales

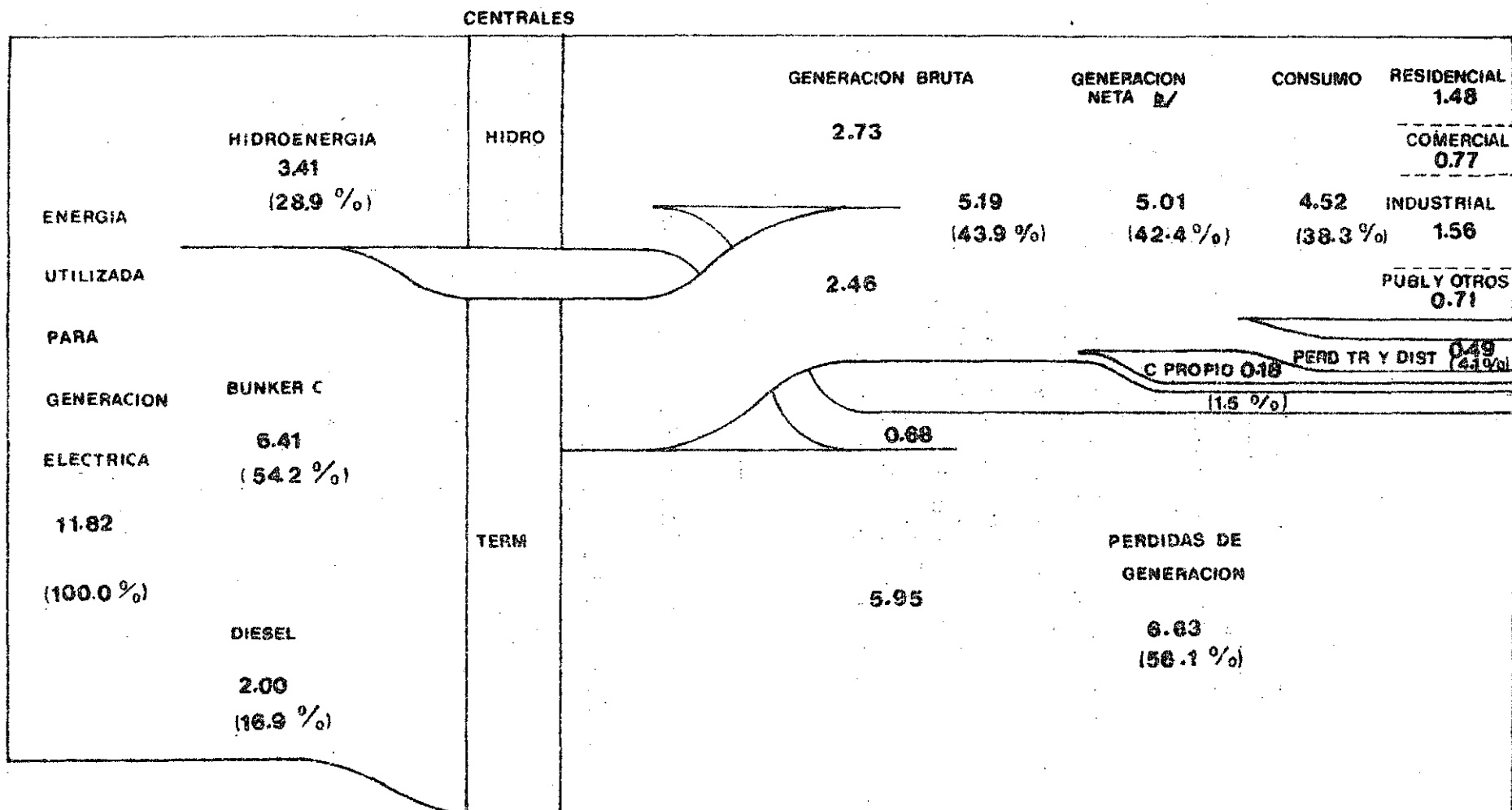
a) Balance electroenergético regional

Para obtener una visión general respecto del conjunto de los flujos de energía eléctrica en el período 1972-1983, se consideró el balance electroenergético, a nivel de los sistemas interconectados nacionales (SIN); para los años extremos de dicho período, véanse los gráficos III-1 y III-2. Al comparar ambos gráficos se advierte lo siguiente.

i) La estructura sectorial del consumo de electricidad no presenta cambios significativos. El consumo se distribuye aproximadamente por partes iguales entre el sector residencial, el industrial y el conjunto de comercial, públicos y otros, dividido a su vez, este último, en proporción similar, en consumo comercial, por un lado, y consumo público y de otro tipo, por el otro.

ii) Las pérdidas de transmisión y distribución se incrementaron en términos relativos, de un 10% de la generación neta en 1972, a un 13% en 1983. Ello puede atribuirse al aumento de las distancias de transmisión al utilizarse fuentes de generación hidráulica más distantes de los

ISTMO CENTROAMERICANO: Balance electroenergético^a, 1972
(Twh)

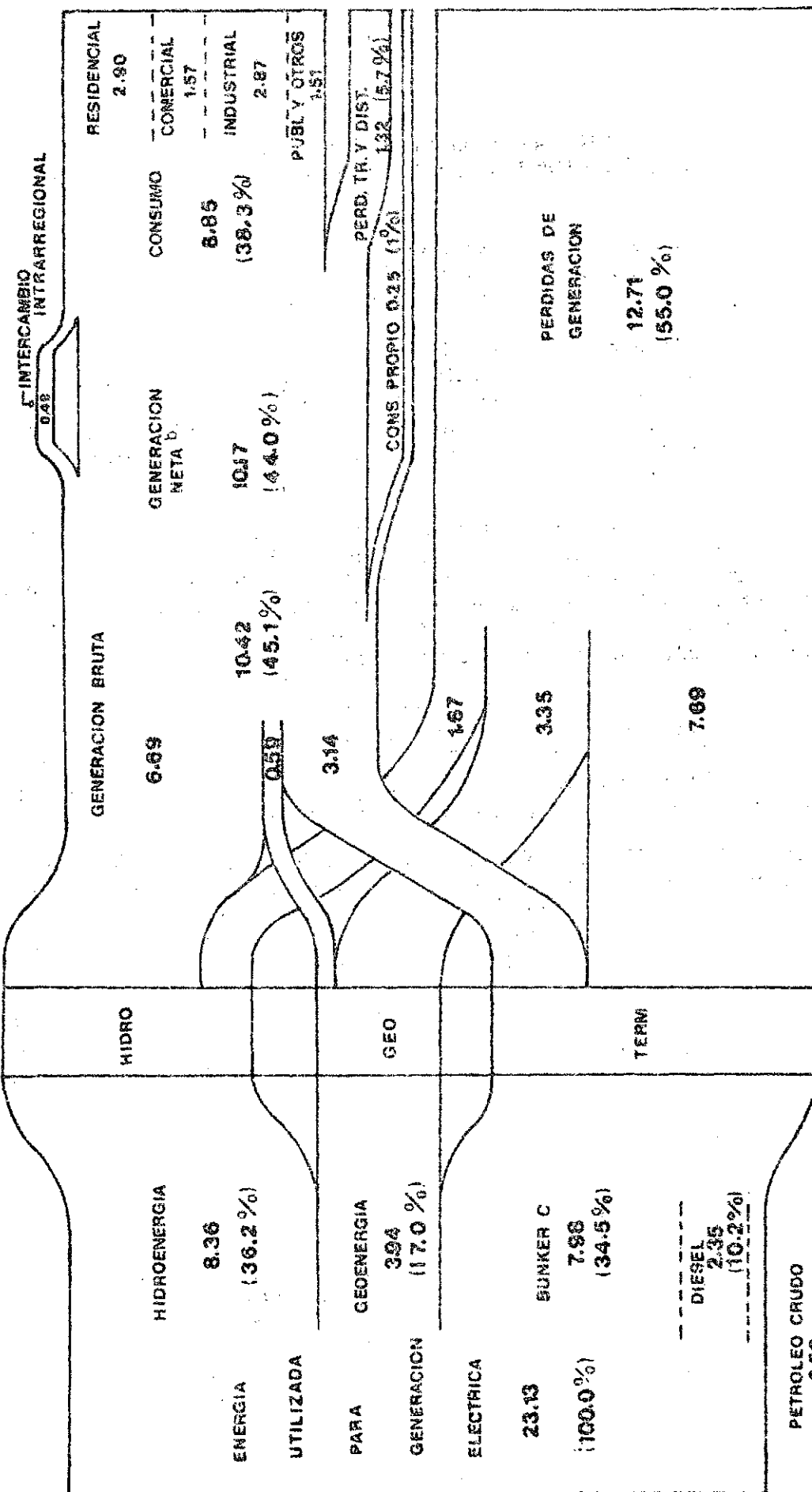


Fuente: CEPAL en base a datos de las empresas electricas

a) **Sistemas Nacionales Interconectados** Incluye el area del canal de Panamá

b) Coincides con lo entregado a la red, ya que no hay intercambios extrarregionales de energía

GRAFICO III - 2 ISTMO CENTROAMERICANO: Balance Electroenergético^a, 1983 (Twh)



Fuente: CEPAL sobre la base de información suministrada por las empresas eléctricas
 a) Sistemas Nacionales interconectados. Incluye el área de el Canal de Panamá
 b) Coincide con lo entregado a la red, ya que no hay intercambios extrarregionales de energía

centros de carga, y a factores como la no facturación de algunos consumos, ya que las pérdidas se calculan por diferencia entre la generación neta y las ventas medidas.

iii) El consumo propio disminuyó también, en términos relativos, de un 3.5% de la generación bruta en 1972 a un 2.4% en 1983, debido básicamente a la mayor proporción de generación hidroeléctrica.

iv) El porcentaje de pérdidas de generación se mantuvo relativamente estable, ya que la disminución debida a una menor proporción de generación termoeléctrica la compensan mayores pérdidas en las centrales geotérmicas, cuyo rendimiento es muy bajo. La eficiencia media de las centrales térmicas se conservó en un 29% en función de una escasa utilización de las turbinas de gas.

v) Como balance de las variaciones indicadas en los diferentes tipos de pérdidas, la eficiencia media global del servicio eléctrico en el Istmo Centroamericano, a nivel de los sistemas interconectados nacionales, se mantuvo inalterada: de cada 100 TWh de energía obtenida de las fuentes de producción de electricidad, se consumieron 30 TWh y los 62 TWh restantes se perdieron en las distintas etapas del proceso.

vi) Se observó un importante cambio en la estructura de la generación de energía eléctrica: la participación térmica disminuyó de 47% de la generación bruta en 1972 a 30% en 1983, debido a un incremento sustancial de la producción de energía hidroeléctrica y geotérmica -que comenzó a generarse en 1975-, ambas de menor costo.

vii) Como consecuencia de lo anterior, el consumo de combustibles sólo se incrementó 29%, correspondiéndole al combustible pesado (bunker C) entre 75% y 80%. En términos relativos se consumió menos combustible, mientras que el consumo de electricidad y, consecuentemente, la generación bruta, se duplicaron en el período analizado.

Finalmente, se registró un hecho de suma importancia: en 1983 se realizaron intercambios apreciables de energía eléctrica entre países, cerca del 5% de la generación neta del Istmo fue producida en algún país de la región y utilizada en otro, proporción que adquiere mayor relevancia si se considera el estado incipiente de las interconexiones, puesto que los intercambios apenas se iniciaron en 1982.

b) Evolución de la demanda de energía eléctrica

El ritmo de crecimiento de la demanda de energía eléctrica del conjunto de la región -ya sea medida a nivel de consumo final o de la generación- experimentó una fuerte disminución en el período 1979-1982, lapso en el cual se redujo a menos de la mitad del correspondiente al período 1972-1979. Sin embargo, esta tendencia comenzó a revertirse en 1983. El

/decremento

decremento fue mayor en Guatemala y El Salvador, países donde la demanda incluso declinó en el lapso indicado. En lo que se refiere a la magnitud de la demanda Costa Rica y Panamá mantuvieron su mayor participación en la región, como lo demuestra la brecha que se observa entre ellos y el resto de los países. (Véase el gráfico III-3.)

El sector industrial resintió más el impacto de la crisis. Su consumo se contrajo fuertemente en el período 1979-1982 en Guatemala y El Salvador (entre 12% y 11% anual acumulativo, respectivamente). En 1983 se recuperó el consumo del primer país pero en el segundo continuó declinando. En Costa Rica y Honduras la tasa de crecimiento del consumo disminuyó apreciablemente tendencia que se acentuó en el primero de ellos y se revirtió en el segundo. En Nicaragua el comportamiento fue diferente: el consumo industrial se recuperó luego del conflicto bélico de 1979, con tasas cercanas al período anterior a dicha situación. Finalmente, en Panamá, el consumo industrial se estancó recién en 1983, de acuerdo con las particularidades de la crisis en dicho país cuya estructura económica difiere de la del resto de los países centroamericanos.

Contrario al consumo industrial de energía eléctrica, el doméstico evolucionó de manera regular en todos los países a lo largo del período 1972-1983 debido a que cubre fundamentalmente necesidades básicas de la población, mientras que la tasa de crecimiento de los consumos comercial, público y otros sí resintió desde el inicio la crisis económica.

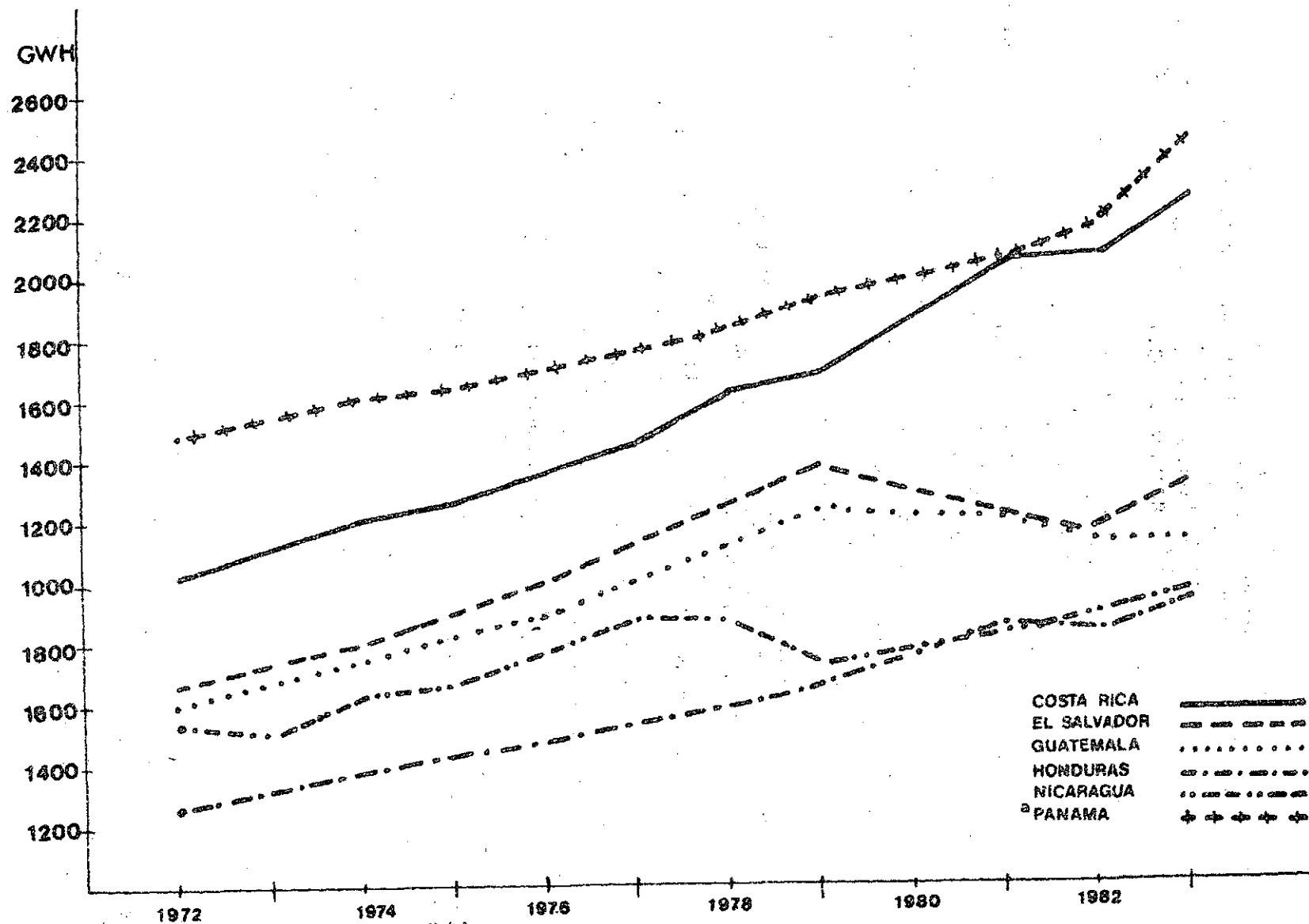
La demanda de energía y potencia en barras de centrales fue de cerca de 10 TWh y la demanda máxima de potencia no simultánea para el Istmo Centroamericano llegó a 1 900 MW en 1983, y los factores de carga de los sistemas nacionales oscilaron entre 50% en Guatemala y 67% en Panamá.

En cuanto a la modulación mensual de la demanda de energía -aspecto importante por su relación con la operación de las plantas, particularmente las hidroeléctricas-, las variaciones mensuales a lo largo del año fueron en general leves, y el rango (diferencia entre la mayor y la menor demanda mensual) varió entre 15% y 20% del promedio mensual. Resulta importante destacar que estas fluctuaciones, en general, mostraron escasas diferencias entre la estación lluviosa y la seca.

c) Indices de electrificación

Según estimaciones de 1983, la población servida con electricidad en el Istmo Centroamericano asciende a unos nueve millones de habitantes, o 37% de la población total, correspondiendo a Costa Rica y Panamá los índices más altos de electrificación con 75% y 53%, respectivamente. Sin embargo, pese a los bajos índices que en general se observan en la región, la población servida con electricidad aumentó un 50% durante el último decenio. Ello pone de relieve el importante esfuerzo realizado en la

GRAFICO III - 3 ISTMO CENTROAMERICANO: Consumo de energía eléctrica



Fuente: CEPAL en base a cifras oficiales.
a) incluye el área del canal

región para expandir el servicio paralelamente a la ampliación de la capacidad de generación, lo que se ha logrado básicamente por medio de los SIN. (Véase el cuadro III-1.)

A medida que el índice de electrificación crece, los costos de las redes de distribución se elevan porque se deberán extender a zonas cada vez más alejadas de los sistemas principales -en el caso de localidades prácticamente aisladas, éstas se equipan con centrales locales-, en tanto que los consumidores adicionales que conviene incorporar son reducidos ya que gran parte de la población sin servicio percibe bajos ingresos y habita en áreas rurales. De hecho, por estos motivos, aun en zonas y poblaciones electrificadas (incluso donde llega el SIN), todavía se encuentran habitantes sin servicio eléctrico.

En Honduras, país para el que se dispuso de datos más detallados, suministrados por la ENEE, en 1984 las redes eléctricas llegaban a poblaciones con un 43.5% de la población total y de ésta sólo un 70% era usuaria del servicio. El 30% restante de dichas poblaciones, o sea el 13%, no consume electricidad debido muy probablemente a las razones económicas ya mencionadas. Estos porcentajes no se pueden extrapolar a las zonas no electrificadas, donde vive el 56.5% restante de la población total del país, ya que en ellas, es de suponer, hay una mayor concentración de los estratos más pobres. Por consiguiente, elevar el índice de electrificación no es sólo un problema de expansión del servicio, sino también de falta de poder de compra en virtud de las actuales condiciones de desarrollo socioeconómico en que se encuentran las áreas no electrificadas.

No obstante los problemas indicados, los países de la región han desarrollado programas de electrificación rural de cierta envergadura y varios de ellos aún continúan con algunos programas a corto plazo dentro de las restricciones que les impone su actual situación financiera. La magnitud de estos esfuerzos puede apreciarse al analizar, a título de ejemplo, los datos correspondientes a Panamá. El IRHE tiene programado invertir en 1985 y 1986 alrededor de 17 millones de dólares para incorporar al servicio eléctrico unos 14 000 nuevos usuarios rurales (equivalentes a 70 000 habitantes o un 3% de la población total del país). Al respecto cabe mencionar que el IRHE es una de las empresas con menores problemas financieros.

d) Evolución de la estructura de la generación de energía eléctrica

Como ya se ha mencionado, en todo el Istmo ocurrió un cambio estructural apreciable en la generación de energía eléctrica, al incrementarse la participación de la energía económica, o sea la energía hidro y geotérmica de bajo costo de producción. Resulta particularmente importante el esfuerzo que se ha realizado en los países a lo largo del período, y que se continúa haciendo, para mantener o alcanzar, según los casos, altos índices de generación hidroeléctrica y/o geotérmica. (Véase el gráfico III-4.)

Cuadro III-1

ISTMO CENTROAMERICANO: POBLACION SERVIDA CON ELECTRICIDAD EN SERVICIO PUBLICO

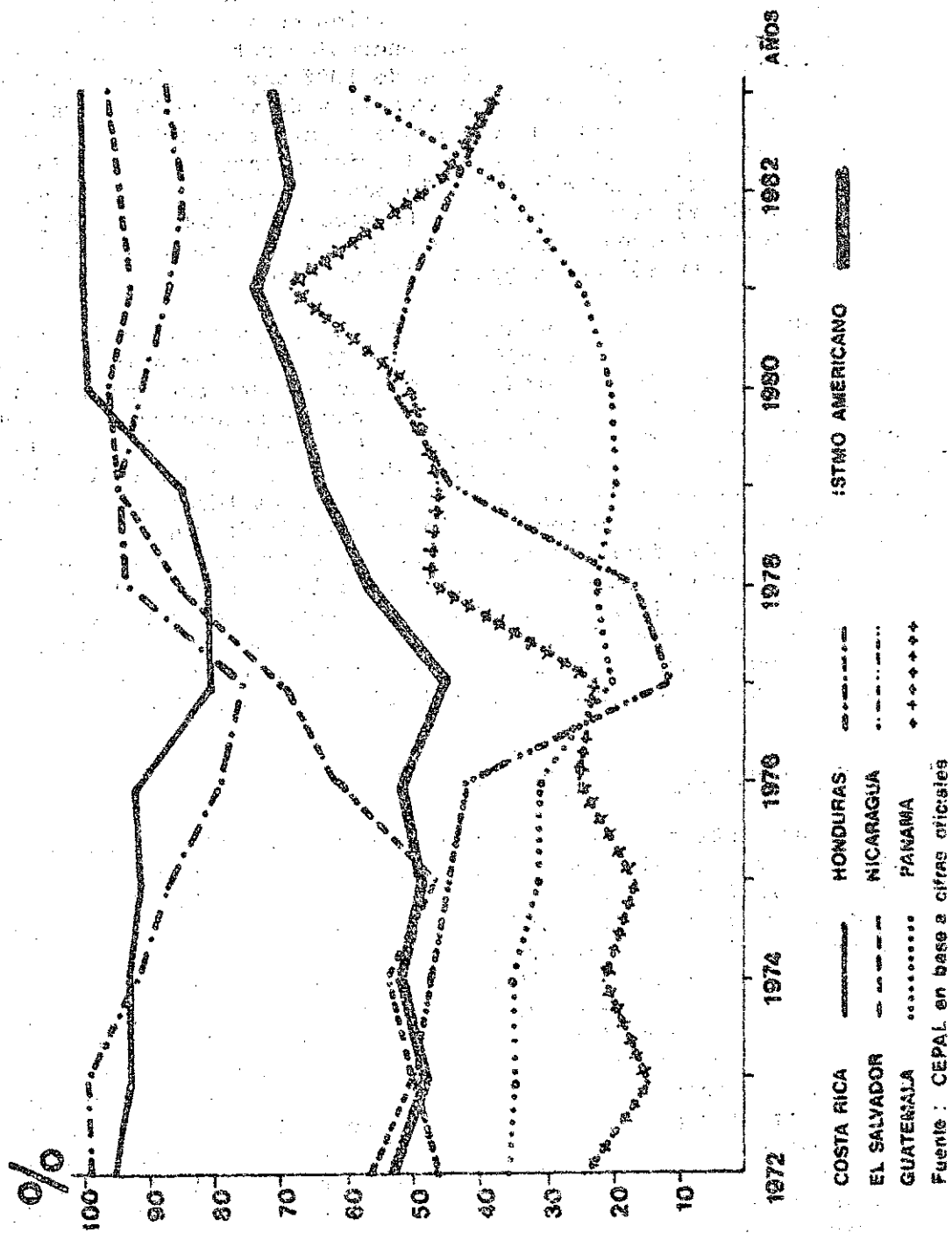
(Cantidad en miles de habitantes y porcentajes)

	1973		1978		1983	
	Población servida		Población servida		Población servida	
	Cantidad	% a/	Cantidad	% a/	Cantidad	% a/
<u>Total</u>	4 505.8	24.9	6 531.9	30.5	9 012.6	36.2
Costa Rica	1 041.6	55.2	1 333.1	62.0	1 851.8	75.0
El Salvador	902.2	23.7	1 334.3	29.5	1 809.6	34.6
Guatemala	810.0	14.1	1 254.2	18.3	1 828.8	23.1
Honduras	373.8	13.1	620.4	18.0	955.2	23.3
Nicaragua	664.6	29.9	1 061.9	40.6	1 419.7	46.4
Panamá	713.6	44.1	928.0	50.6	1 147.5	55.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas y el CELADE.

a/ Sobre la población total.

GRAFICO III - 4
ISTMO CENTROAMERICANO: Participación de la energía económica
(hidro y geotérmica) en la generación neta de los Sistemas Interconecta
dos Nacionales (porcentajes)



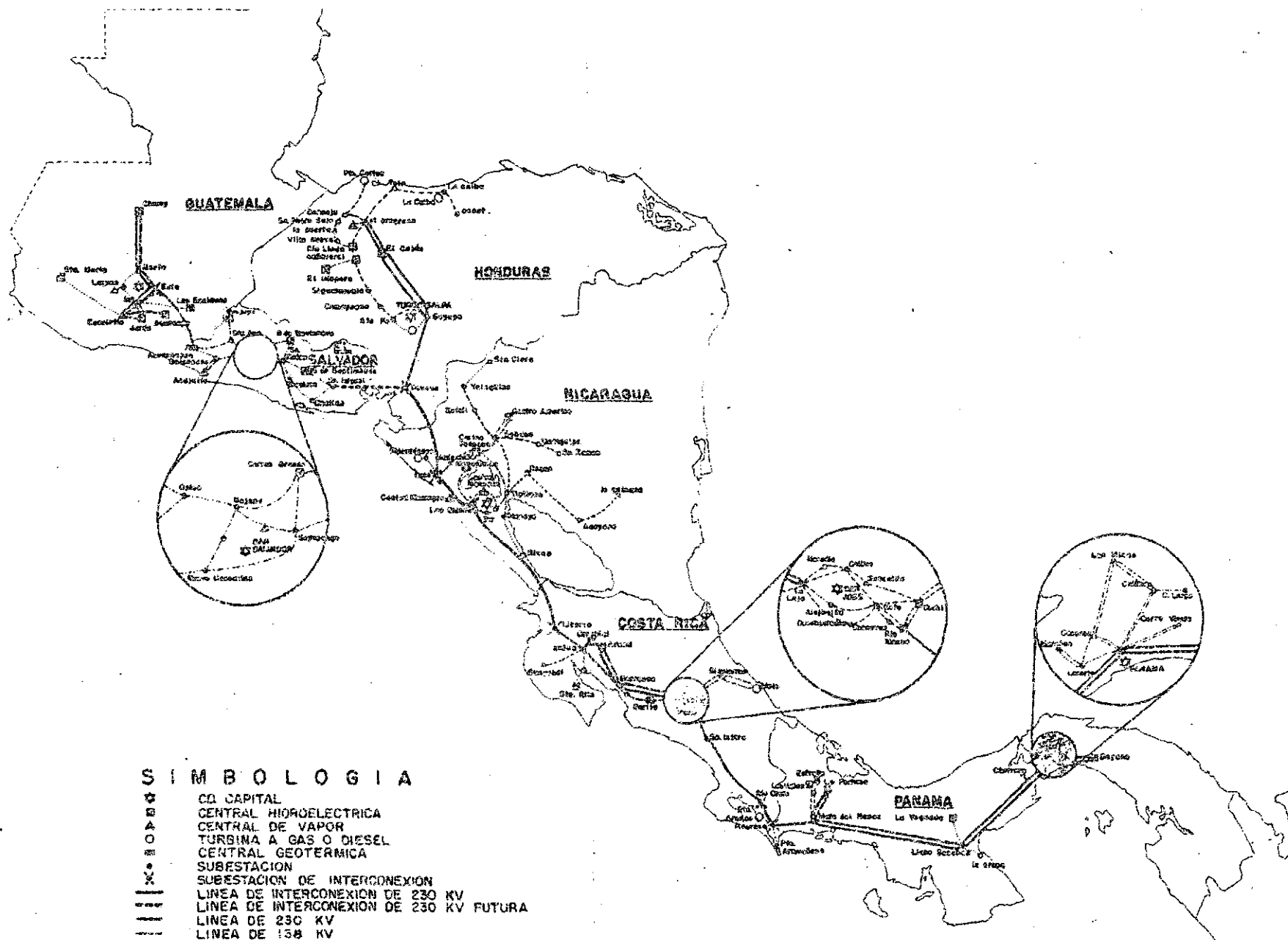
/Los sistemas

Los sistemas interconectados nacionales de Costa Rica y Honduras se han mantenido en los más altos niveles de generación hidroeléctrica, con un mínimo de 80% a 75% de su generación neta cubierta con este tipo de centrales. El índice actual es de 100% para el primer país con la puesta en servicio del proyecto Arenal, y de más de 85% para el segundo. El Salvador se incorpora a este grupo a partir de 1978. Se incrementó su generación apreciablemente en el trienio anterior a esa fecha (casi duplicó su participación), sobre la base de energía económica, y con la incorporación al sistema de la geotérmica de Ahuachapán y del proyecto hidroeléctrico Cerrón Grande. Actualmente, su producción hidro y geotérmica cubre un 95% de la generación neta total.

En los otros tres países del Istmo, la participación de la energía económica en la generación neta es 50% inferior a la del grupo anterior, aunque también se están realizando grandes esfuerzos para cambiar la estructura de la generación en el sentido mencionado. Cabe destacar el importante incremento observado en Guatemala en 1983, con la incorporación del proyecto hidroeléctrico Chixoy, pese a que éste sólo operó unos meses ya que salió de servicio por fallas técnicas. Con su reingreso, esperado para 1986, se reducirá la proporción de generación térmica en el sistema. En Nicaragua seguramente se obtuvieron resultados semejantes en 1984 con la puesta en servicio de la geotérmica de Momotombo en 1983. Panamá registró también un importante incremento en la generación hidroeléctrica entre 1976 y 1980 debido básicamente a las plantas de Bayano, Los Valles y La Estrella que entraron en servicio en dicho período; en 1984 entró en operación el proyecto Fortuna.

e) La infraestructura existente

Los sistemas interconectados nacionales están constituidos por un conjunto de centrales generadoras hidráulicas, geotérmicas y térmicas unidas por sistemas troncales de transmisión de 115, 138 y 230 kV. A su vez, varios de ellos están interconectados entre sí y se encuentran en construcción otras interconexiones que entrarán en operación en 1986, en general por líneas de 230 kV. En el mapa que sigue puede observarse la situación en que se encuentra actualmente el sistema de generación-transmisión de la región, así como las interconexiones futuras. Como puede apreciarse, prevalece la configuración radial de los sistemas, así como las relativamente largas distancias de transmisión, principalmente entre los proyectos hidroeléctricos y los centros de carga; entre éstos, dentro de un mismo sistema, y también entre los centros de carga de sistemas nacionales. Ello es función básicamente de la geografía del Istmo así como de la ubicación relativa de las centrales hidroeléctricas de las mayores concentraciones de población y de la consecuente actividad económica. Esta configuración eléctrica corresponde a sistemas débiles (en contraposición con los robustos o mallados, inexistentes en la región), los que requieren de una mayor capacidad de control ya que en ellos resulta más difícil evaluar y supervisar la seguridad operativa. En



SIMBOLOGIA

- CD CAPITAL
- CENTRAL HIDROELECTRICA
- CENTRAL DE VAPOR
- TURBINA A GAS O DIESEL
- CENTRAL GEOTERMICA
- SUBESTACION
- SUBESTACION DE INTERCONEXION
- LINEA DE INTERCONEXION DE 230 KV
- LINEA DE INTERCONEXION DE 230 KV FUTURA
- LINEA DE 230 KV
- LINEA DE 138 KV
- LINEA DE 115 KV
- LINEA MENOR DE 115 KV

ISTMO CENTROAMERICANO

SISTEMA DE GENERACION-TRANSMISION ELECTRICA

(incluye interconexion regional actual y futura)

general, puede afirmarse que esta última es muy reducida o inexistente en los sistemas eléctricos de la región, debiendo las empresas reforzar su capacidad técnica en ese campo especialmente en cuanto a recursos humanos altamente capacitados y a metodologías y modelos de análisis.

Con relación a la capacidad de generación, la potencia instalada total en los sistemas nacionales de América Central excedía en 1983 de 3 300 MW, de los cuales un 57% correspondía a centrales hidráulicas, 4% a centrales geotérmicas y el 39% restante a plantas termoeléctricas. Esta estructura se logró gracias a la intensa construcción de proyectos hidroeléctricos durante el último decenio. El desarrollo llegó a tal nivel que en Costa Rica se programó la expansión de los sistemas con base únicamente en recursos hidroeléctricos, de modo que se satisficiera la demanda de energía y potencia aun en el caso de hidrología crítica, y se redujo a su más mínima expresión la utilización del parque térmico. En los otros casos, la expansión de la capacidad de generación de los SIN no fue exclusivamente hidroeléctrica, aunque la proporción de éstos y de las geotérmicas fue muy elevada, en función de la estrategia deliberada de los países de cambiar sustancialmente las estructuras de generación.

La capacidad instalada en plantas hidroeléctricas asciende actualmente (1985) en el Istmo Centroamericano a unos 2 700 MW (incluyendo el proyecto El Cajón de Honduras recién entrado en operación), con una energía generable de 12.6 TWh en año hidrológico medio y de 9.8 TWh con hidrología seca. 15/

Los proyectos hidroeléctricos identificados en la región cuentan con pocos sitios en los que se puedan tener embalses de gran capacidad. Sin embargo, los embalses existentes con regulación plurianual son de tamaño tal que mediante una adecuada operación permiten afirmar gran parte de la energía hidroeléctrica de la región.

Los embalses de la región pueden embalsar energía (incluyendo la correspondiente a los proyectos en cascada) por unos 6.5 TWh -alrededor del 64% de la demanda actual- concentrada en aprovechamientos; dos de ellos, el complejo Arenal-Corobici (Costa Rica) y el Cajón (Honduras), representan el 49% de dicha energía.

En cuanto a plantas geotérmicas, actualmente se encuentran dos en operación: Ahuachapán en El Salvador, de 95 MW, que entró en servicio en 1975, y Momotombo en Nicaragua, con una capacidad de 35 MW, que comenzó a operar en 1963. Estos países continuaron sus esfuerzos para desarrollar proyectos geotérmicos, particularmente el primero de ellos, así como Costa Rica y Guatemala, tal como se verá más adelante.

15/ Se considera año hidrológico medio al que presenta caudales con una probabilidad de ocurrencia del 50%, y año seco es aquel en que la probabilidad de que los caudales superen el valor crítico es del 95%. En el caso de Guatemala se utiliza la probabilidad de 80%.

El intenso desarrollo hidroeléctrico y geotérmico del último decenio trajo aparejados problemas de tipo económico-financiero, debido a sus elevados requerimientos de inversión que quizás impidan continuar en el futuro inmediato con el mismo ritmo de expansión.

2. La interconexión regional

Al presente se encuentran interconectados tres de los países de la región: Costa Rica, Nicaragua y Honduras. A partir de 1986 se incorporará Panamá al sistema regional, al entrar en servicio su línea de interconexión con Costa Rica. En ese mismo año comenzará a operar la línea entre El Salvador y Guatemala. Por otro lado, ya se llevan a cabo gestiones para la interconexión entre El Salvador y Honduras, con lo cual se integrarán totalmente al sistema regional.

La interconexión física de los sistemas eléctricos de Honduras y Nicaragua data de 1976. El intercambio de energía entre el INE y la ENEE en el período 1976-1981 fue relativamente escaso debido a la reducida disponibilidad de energía económica en uno y otro país, insuficiente para que los sistemas interconectados obtuvieran beneficios tangibles. (Véase el cuadro III-2.)

Con la interconexión física de los sistemas del ICE y del INE en 1982 se notó un cambio importante en el intercambio, ya que el ICE entregó mayores volúmenes de su energía hidroeléctrica disponible, al punto de que hasta junio de 1984 había suministrado al sistema nicaragüense alrededor de 570 GWh; además, la suscripción del addenda al contrato de interconexión permitió garantizar suministros de energía, aunque de corto plazo, lo que proporcionó mayor flexibilidad para mejorar la operación de los sistemas. Era de esperarse que a partir del segundo semestre de 1983, cuando el INE puso en operación su planta geotérmica Momotombo, los suministros del ICE disminuyeran; sin embargo, en la estación seca de 1984 aún hubo entregas de considerable magnitud. El ICE también se convirtió, a partir de 1983, en exportador neto de energía -unos 150 GWh durante este año- al sistema de la ENEE. Pero este último cuenta con excedentes de energía con la entrada en operación de la hidroeléctrica El Cajón en 1985. Cabe destacar la magnitud relativa de estos intercambios, ya que en 1983 Nicaragua importó un 30% de su demanda interna de energía eléctrica y Honduras un 14%, mientras que Costa Rica exportó el 17% de su generación neta.

Quadro III-2

ISTMO CENTROAMERICANO: INTERCAMBIO DE ENERGIA ELECTRICA
ENTRE PAISES

(GWh)

		1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Costa Rica	Generación	1 531	1 629	1 783	1 859	2 114	2 256	2 353	2 820
	Importación	-	-	-	1	3	2	3	3
	Exportación	-	-	-	-	-	-	108	473
	Demanda interna	1 531	1 629	1 783	1 860	2 117	2 258	2 253	2 345
Honduras	Generación	546	624	691	781	856	943	996	949
	Importación	2	11	7	15	18	11	16	149
	Exportación	9	19	7	15	9	13	9	2
	Demanda interna	539	616	691	781	865	936	1 003	1 096
Nicaragua	Generación	910	1 013	1 013	826	927	963	930	813
	Importación	10	19	7	15	9	18	110	336
	Exportación	3	11	7	15	18	11	9	5
	Demanda interna	917	1 021	1 013	826	918	970	1 031	1 144
Panamá	Generación	1 920	1 932	2 032	2 200	2 293	2 380	2 583	2 727
	Importación	-	-	-	-	-	-	-	-
	Exportación	-	-	-	1	3	2	3	3
	Demanda interna	1 920	1 932	2 032	2 200	2 295	2 378	2 580	2 724

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras proporcionadas por las empresas eléctricas.

B. Aspectos económico-financieros

1. Ingresos, gastos y resultados de explotación

En la síntesis de los aspectos más relevantes en la evolución de la cuenta corriente de las principales empresas eléctricas productoras y distribuidoras de la región, que se presenta en las páginas siguientes, se incluyeron las empresas: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), de Costa Rica; Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), de El Salvador; Instituto Nacional de Electricidad (INDE) y Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA), de Guatemala; Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), de Honduras; Instituto Nicaragüense de Energía (INE) de Nicaragua, e Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá.

a) Precios medios (ingresos medios por ventas)

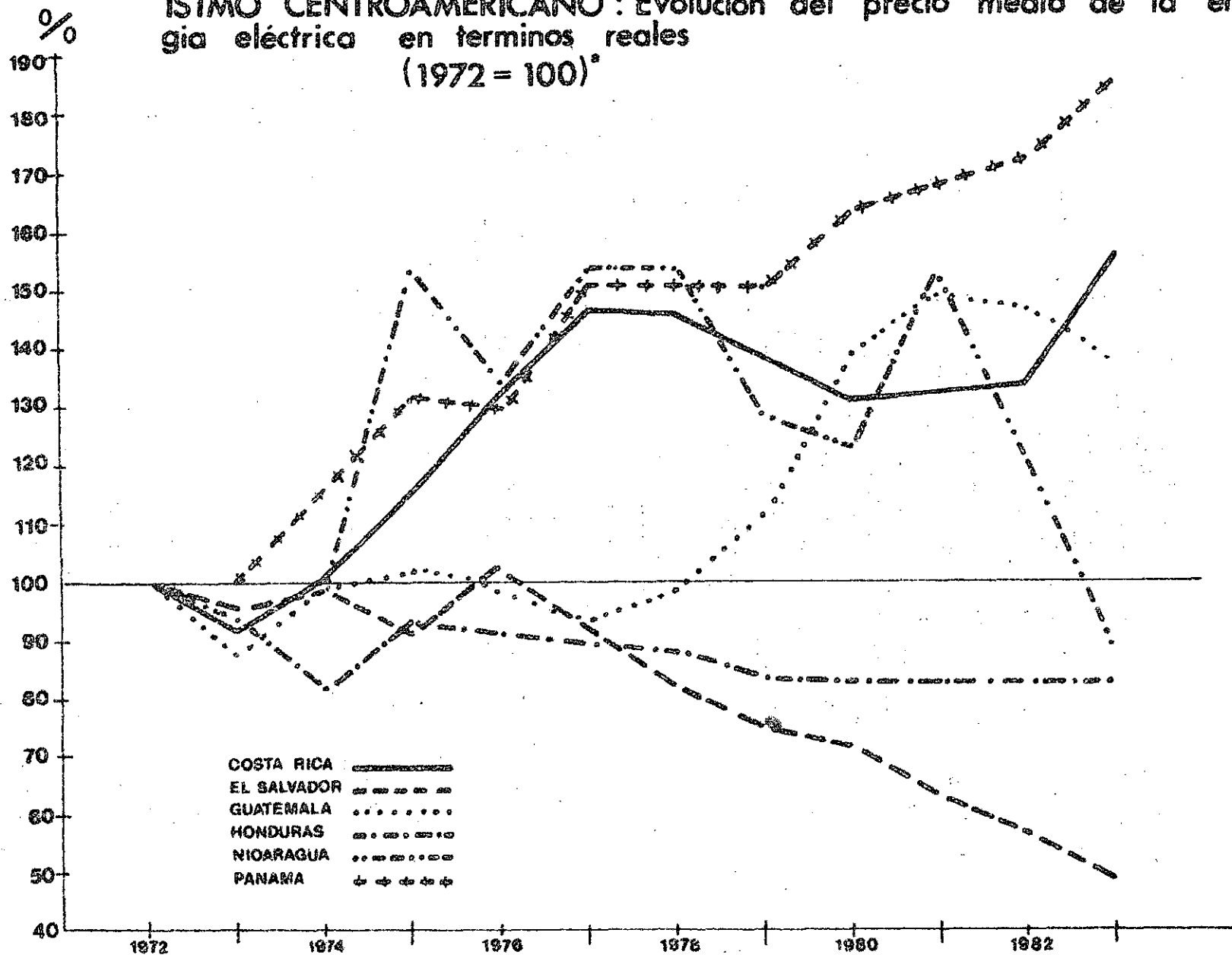
En términos reales, los niveles tarifarios no se han recuperado en medida suficiente —quizás con la sola excepción de Panamá— como para generar un excedente de explotación que permita cubrir el servicio de la deuda y financiar en proporción adecuada los requerimientos de la expansión de los sistemas.

Para calcular los precios medios de la energía eléctrica se deflactaron las cifras corrientes en moneda local de cada país con el índice de precios al consumidor. Se utilizó este método por cuestiones de rapidez y simplicidad del análisis, si bien en algunos casos este deflactor puede no ser el más adecuado. Luego se dividió la serie de cada país entre el valor del año inicial de la misma (1972), el cual se tomó como referencia para analizar en forma comparativa la evolución de los precios medios en términos reales para los seis países. (Véase el gráfico III-5.)

Destaca el franco deterioro de los precios de la electricidad en El Salvador y Honduras. En Panamá se advierte una franca recuperación —el precio medio en 1983 casi duplicó al de 1972— y en Guatemala una menor, mientras los demás países presentan fluctuaciones pero con un estancamiento promedio desde 1976-1977; en Nicaragua se registró una fuerte reducción que llegó en 1983 a un nivel real de precios inferior al de 1972, en tanto que en Costa Rica se produjo cierta recuperación en 1983.

Se observan con mayor claridad las tendencias de los precios al analizar las tarifas medias de la energía eléctrica para los sectores residencial e industrial, que en conjunto representan alrededor de dos tercios de la energía eléctrica total vendida en la región.

GRAFICO III-5
ISTMO CENTROAMERICANO: Evolucion del precio medio de la ener-
gia eléctrica en terminos reales
(1972 = 100)*



Fuente: CEPAL en base a cifras oficiales
 a) para Nicaragua, 1974=100

Los precios para el sector residencial en el Istmo presentan -con la excepción de Panamá- una tendencia al deterioro, sobre todo en el último quinquenio del período analizado. En 1983, mientras que en Panamá el precio medio residencial era en términos reales un 85% más alto que en 1982, en todos los demás países se encontraba muy por debajo de aquél: menos de la mitad en El Salvador, Honduras y Nicaragua. (Véase el gráfico III-6.)

El comportamiento en el sector industrial es completamente distinto, con la sola excepción de El Salvador, donde también en este sector declinó considerablemente el nivel tarifario. En el resto de los países los precios siguieron una tendencia ascendente, con fluctuaciones y las diferencias naturales en cada caso. Al parecer, la carga del ajuste tarifario se concentró en el sector industrial (también en parte en el comercial) para compensar, al menos parcialmente, el deterioro de los ingresos por ventas al sector residencial, en el cual resulta difícil realizar ajustes tarifarios debido a la disminución del ingreso real por habitante y a los problemas económicos y sociales derivados de la crisis. (Véase el gráfico III-7.)

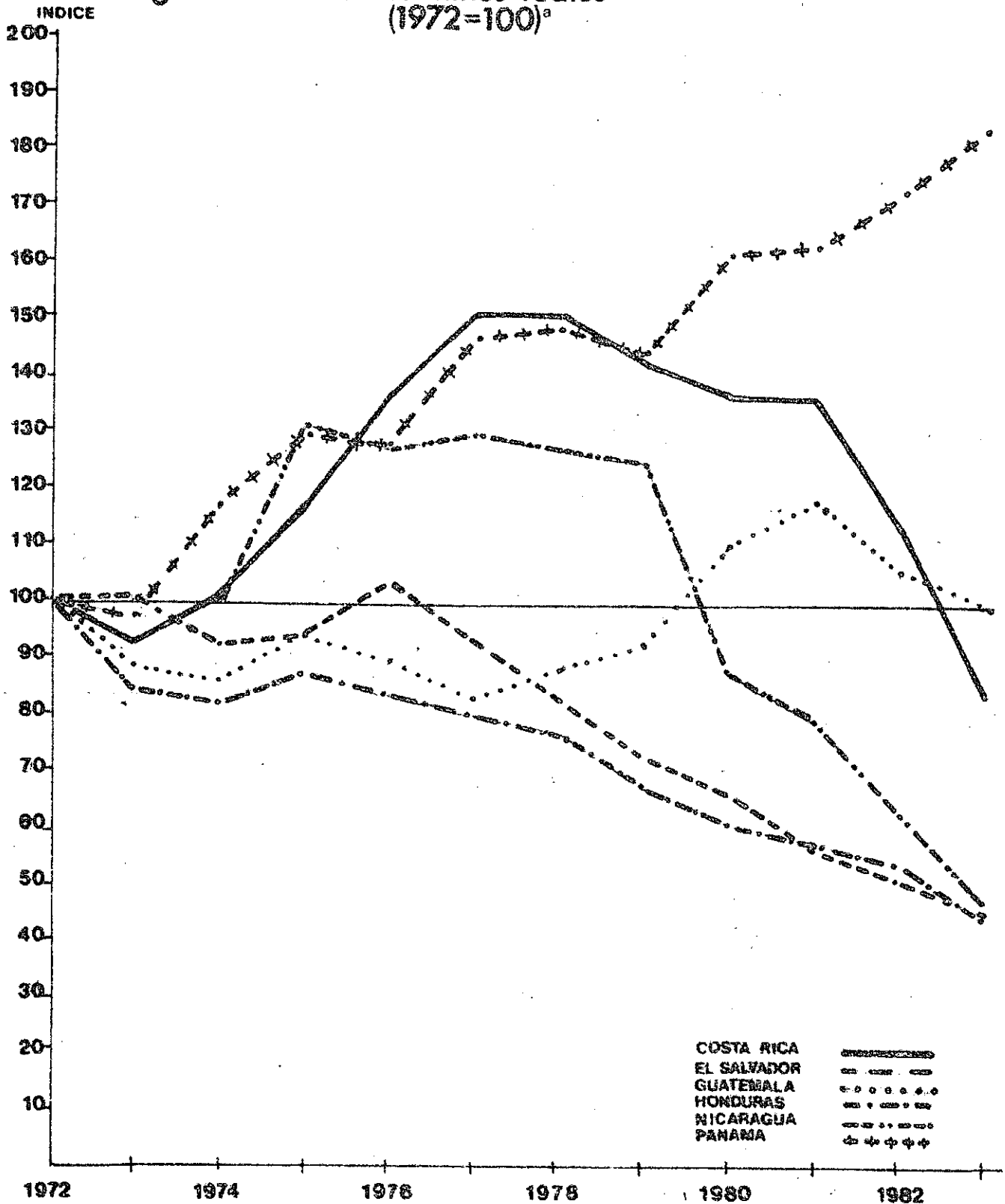
b) Los costos de explotación. Incidencia de los gastos en combustible

Mientras los ingresos de las empresas sufrieron en general cierto deterioro, o al menos un estancamiento en términos reales, sus costos se incrementaron ya fuera por una mayor incidencia de los precios del combustible, o de las cargas de capital y los gastos financieros, de acuerdo con las distintas proporciones entre hidro y térmica en los sistemas.

Los extremos en cuanto a estructura de los gastos corrientes, así como en casi todos los aspectos económicos y financieros, se encuentran en el ICE de Costa Rica, por un lado, y en el IRIE de Panamá, por el otro. Sobre la base de cifras de 1983, los gastos se distribuyeron, en el primer caso, en: directos 7%, depreciación 13%, gastos financieros 74%, otros gastos 6%, y en el segundo, en: directos 72%, depreciación 14%, gastos financieros 9% y otros gastos 5%. En los demás países también se advierte claramente el impacto de los diferentes costos principales.

La incidencia de los combustibles en los costos de explotación es obviamente más elevada en los sistemas con mayor generación térmica, aunque tiende a disminuir a medida que se incorporan los grandes proyectos hidroeléctricos. En Panamá la tendencia ascendente seguramente se revirtió en 1984 al incorporarse al sistema nacional el proyecto hidroeléctrico Fortuna. (Véase el gráfico III-8.) El consumo de combustibles en la generación termoeléctrica del Istmo muestra en general un descenso apreciable en el período analizado; se reduce 30% en los primeros cuatro años y luego se incrementa, pero casi exclusivamente debido al aumento experimentado en Panamá ya que 1982 y 1983 fueron años

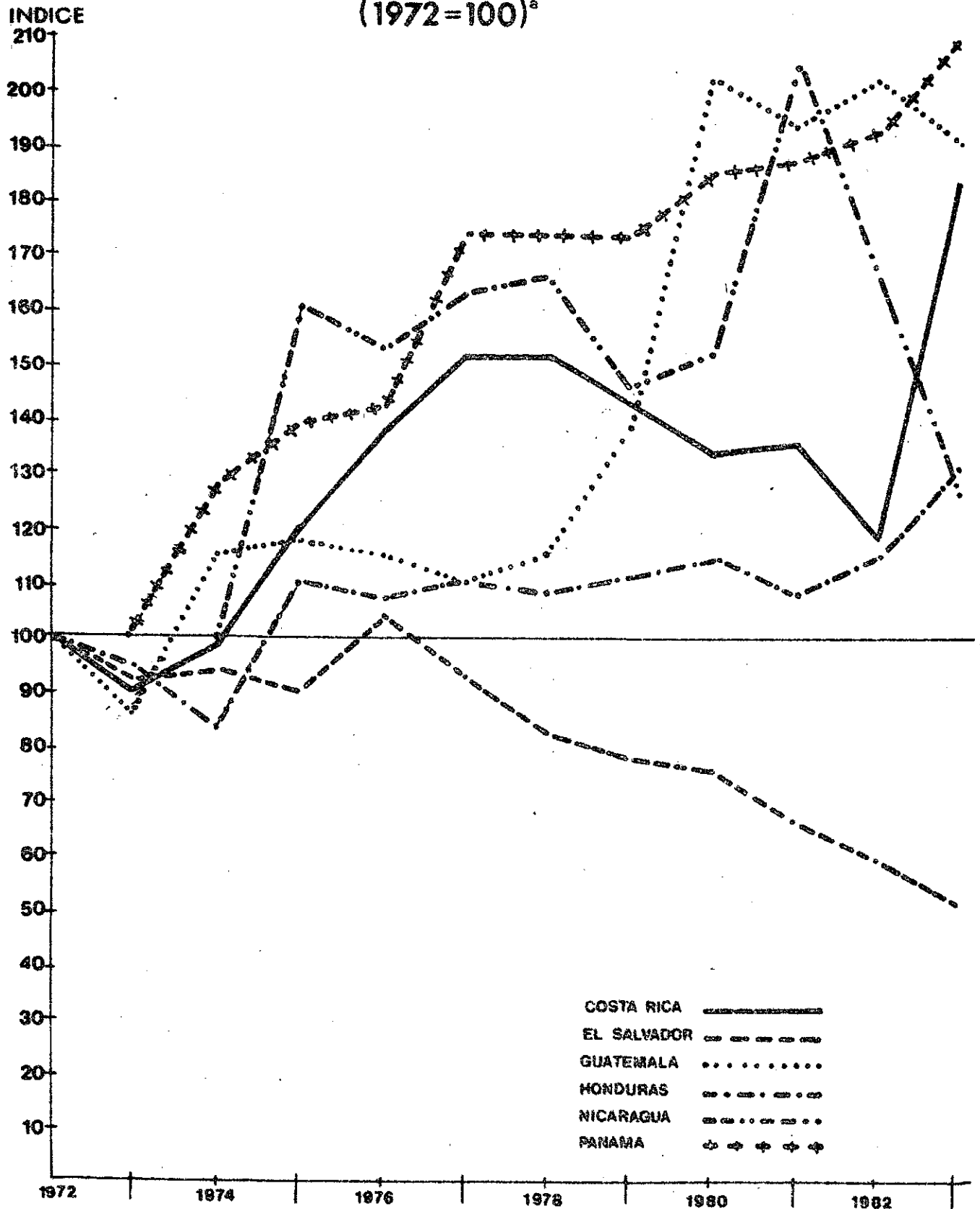
GRÁFICO III - 6
ISTMO CENTROAMERICANO: Índice del precio medio residencial
de la energía eléctrica en términos reales:
(1972=100)^a



Fuente: CEPAL en base a cifras oficiales

a) para Nicaragua 1974 = 100

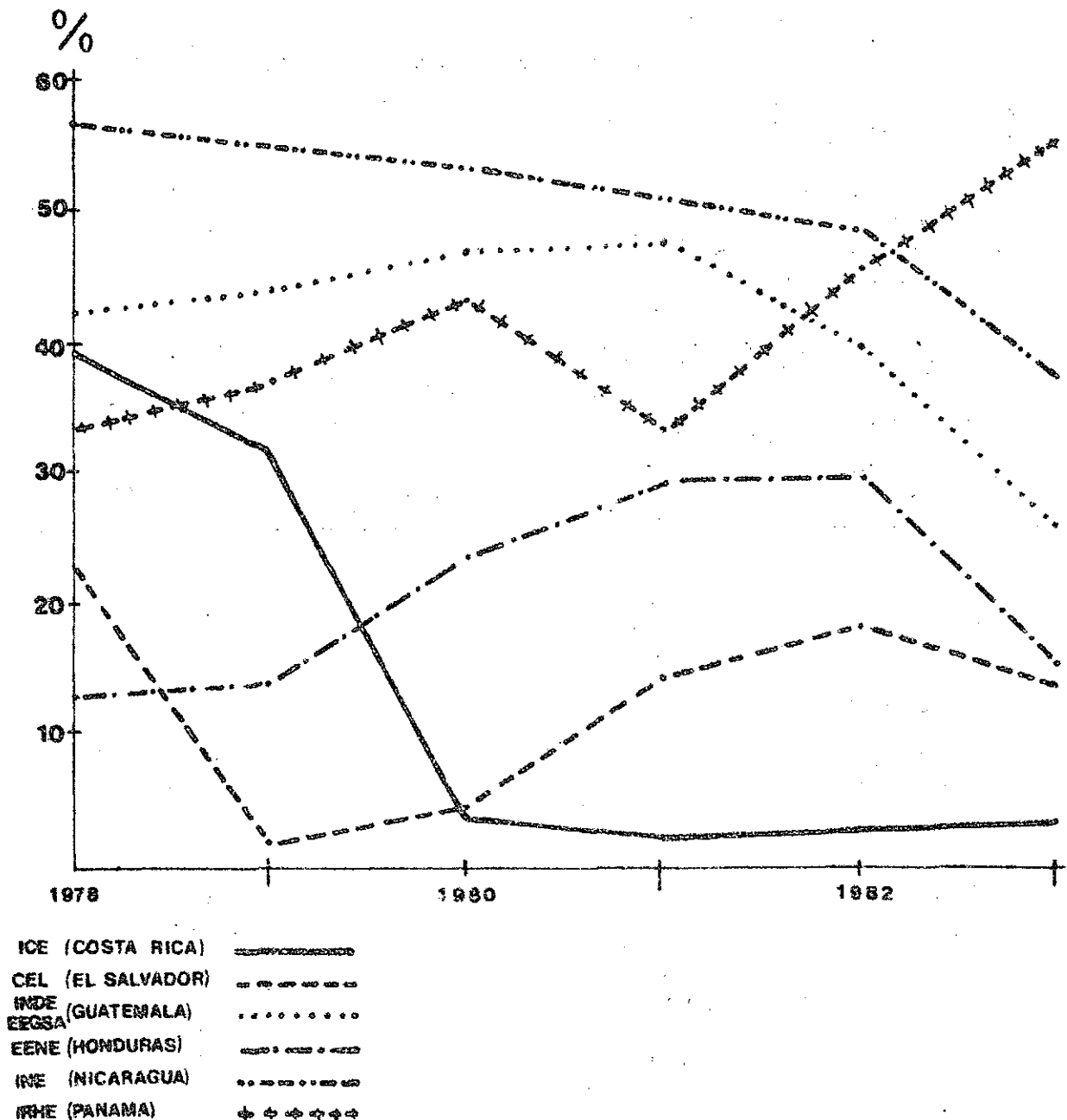
GRAFICO III - 7
ISTMO CENTROAMERICANO: Precio medio industrial de la energía eléctrica, en términos reales.
(1972=100)*



Fuente: CEPAL sobre la base de cifras oficiales
a) para Nicaragua, 1974=100

GRAFICO III - 8

ISTMO CENTROAMERICANO: Incidencia de los gastos de combustible en los costos de explotación de las empresas eléctricas productoras



Fuente : CEPAL en base a cifras oficiales

/con estaciones

con estaciones secas excepcionales; en 1983 la región consumió 6.5 millones de barriles de bunker C y diesel para generación térmica, frente a 5.5 millones en 1981 y 7,8 millones en 1978. Sin embargo, pese al descenso en los volúmenes consumidos, su costo se incrementó en función de fuertes aumentos en el precio internacional del petróleo en 1979-1980. El gasto en combustibles para generación eléctrica representó en 1983 más de 200 millones de dólares para el Istmo Centroamericano, el 60% de los cuales correspondió a Panamá y el resto principalmente a Guatemala y Nicaragua.

El costo medio de combustible para la región en centrales térmicas es de unos siete centavos de dólar aproximadamente por kWh bruto generado, sobre la base de cifras de 1983 y excluyendo a Costa Rica debido a que en dicho país la escasa generación térmica se realizó en servicios aislados. El costo medio de operación y mantenimiento fluctuó alrededor de los dos centavos de dólar por kWh, mientras que los correspondientes a las centrales hidroeléctricas llegaron en promedio a 0.7 centavos de dólar por kWh.

c) El costo de los intercambios de energía

Los ingresos por intercambios de energía entre el ICE y el INE habían llegado hasta junio de 1984 a 22 millones de dólares, según se indica a continuación:

	Intercambio (GWh)	Millones de dólares	Precio medio centavos/kWh
<u>Total</u>	<u>572.2</u>	<u>22.0</u>	<u>3.9</u>
1982	107.6	4.1	3.8
1983	336.3	13.0	3.9
1984 (6 meses)	128.3	4.9	3.8

Si se asume un costo de generación térmica de siete centavos de dólar por kWh en promedio, el INE habría obtenido por este concepto un ahorro del orden de 18 millones de dólares hasta junio de 1984.

El ICE también suministró energía a Honduras, a través del sistema interconector de Nicaragua. A partir de 1983 y hasta julio de 1984 el volumen transferido alcanzó los 250 GWh, y se facturaron por este concepto 10.4 millones de dólares, arrojando un precio medio de 4.2 centavos por kWh. Aplicando el mismo concepto se estima que Honduras obtuvo un ahorro del orden de siete millones de dólares.

Por otra parte, el precio medio de la energía importada para los dos países señalados (alrededor de cuatro centavos por kWh) representó algo más de la mitad del costo medio de generación térmica (combustible, operación y mantenimiento) para ambos países en 1983. (Véase el cuadro III-3.)

Cuadro III-3

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTOS MEDIOS DIRECTOS DE GENERACION DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELECTRICAS PRODUCTORAS, 1983

(Centavos de dólar por kWh bruto)^{a/}

Empresa	Total	Térmica		Hidro-eléctrica	Geotérmica
		Combustible	Operación mantenimiento y otros		
Costa Rica ICE	16.0	13.7	2.3 ^{b/}	0.1	-
El Salvador CEL	11.9	7.8	4.1	0.4	0.7
Guatemala ^{c/}	INDE	9.4	8.2	1.2	2.6
	EEGSA	...	7.2	...	-
Honduras ENEE	7.6	5.5	2.1	0.6	-
Nicaragua INE	7.9	6.3	1.6	0.2	0.2
Panamá ^{c/} IRHE	7.6	6.5	1.1	0.4	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas.

^{a/} Sobre la base de los tipos de cambio oficiales (media anual).

^{b/} Excluye las plantas térmicas mayores del SIN (Colima, Moín, San Antonio y Barranca), las cuales operaron con un factor de planta medio de 0.03%, con costos medios de operación y mantenimiento no representativos.

^{c/} Corresponden a 1982.

d) Resultados de explotación. Rentabilidad

Puede afirmarse que, al menos en el pasado reciente, los dos parámetros críticos que determinaron en general los resultados de explotación fueron las tarifas y los gastos financieros. A la combinación de tarifas insuficientes y altos costos financieros -por la elevada proporción de financiamiento externo, agravada en algunos casos por mayores tasas de interés y plazos menores de recuperación por recurrirse en gran medida a los bancos comerciales- se ha debido primordialmente el deterioro casi generalizado de los índices de rentabilidad.

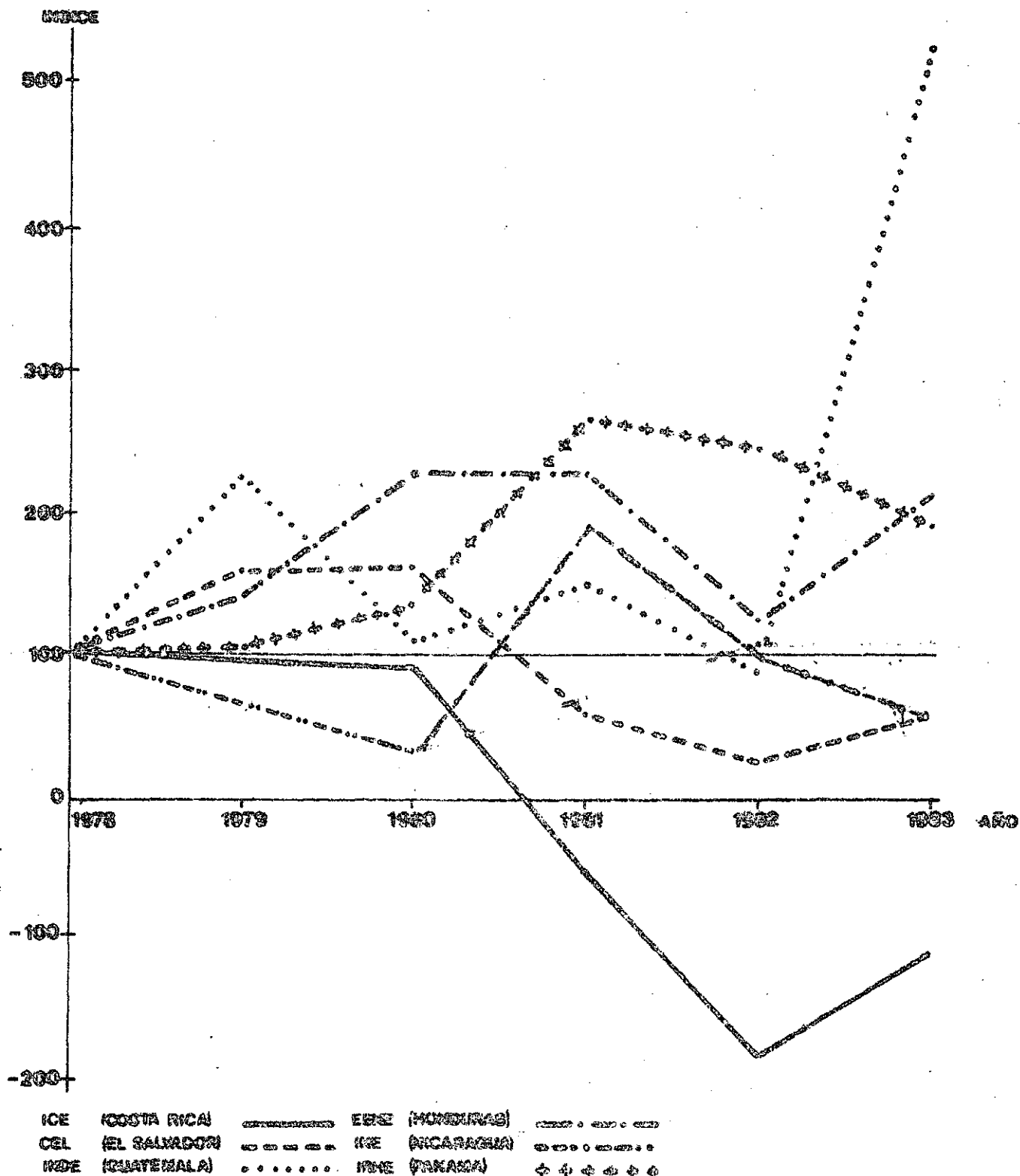
En general, la utilidad neta de las empresas eléctricas ha declinado o al menos se ha estancado en los últimos años. Destaca el caso extremo del ICE, empresa que después de 1980 ha experimentado pérdidas o, en otros términos, su excedente neto de explotación ha resultado insuficiente para cubrir al menos sus gastos financieros y, por consiguiente, han disminuido sus recursos disponibles para la ampliación del servicio. El deterioro es mayor en términos relativos si se considera que los activos se incrementaron debido a la expansión de los sistemas eléctricos con centrales de alto costo de capital. (Véase el gráfico III-9.) Como la utilidad neta se obtiene del ingreso neto de explotación menos los gastos financieros (intereses) sobre activos en operación, la situación descrita en los párrafos anteriores se explica en función de la elevada incidencia de dichos intereses, que absorben, en promedio, alrededor del 50% del ingreso neto de explotación en la mayoría de las empresas productoras (las más endeudadas, ya que realizan mayores inversiones), con la excepción del ICE en Costa Rica cuyos gastos financieros sobre activos en operación han llegado a duplicar el ingreso neto de operación. (Véase el gráfico III-10.)

El agravamiento de la situación financiera de las empresas eléctricas del Istmo se refleja en los índices de rentabilidad, sobre todo a partir de 1981, año en el que, pese a que varias de ellas obtuvieron rentabilidades razonables sobre activos, éstas fueron prácticamente absorbidas por las cargas financieras. En consecuencia, los índices de rentabilidad sobre patrimonio fueron muy reducidos en la mayoría de las empresas, principalmente las productoras, e incluso llegaron a ser altamente negativos en Costa Rica. (Véase el cuadro III-4.) Asimismo, puede advertirse que, en general, las rentabilidades siguen declinando y sólo en algunos casos empezó a notarse, en 1983, una reversión debido a ciertos incrementos tarifarios y a otras medidas de ajuste financiero. Por otra parte, conviene señalar que los índices de rentabilidad han sido calculados sobre activos revaluados, con excepción del INDE y la EEGSA de Guatemala y la CAESS de El Salvador.

/Gráfico III-9

GRAFICO III - 9

ISTMO CENTROAMERICANO: Índice de utilidad neta de las principales empresas productoras (1978 - 100)^a

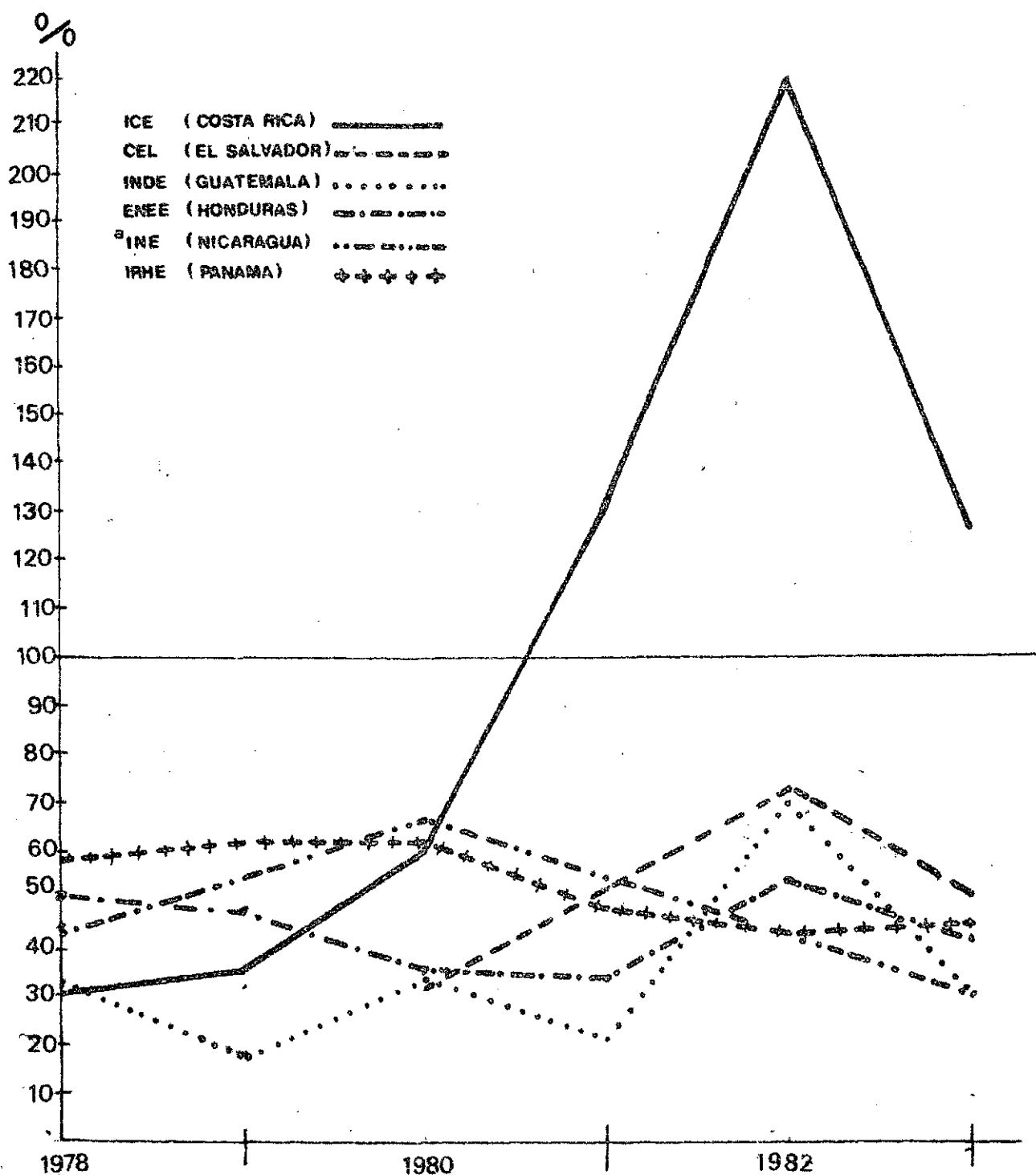


Fuente: CEPAL sobre la base de cifras oficiales

a) sobre la base de cifras en dólares con la paridad media anual de mercado

GRAFICO III - 10

ISTMO CENTROAMERICANO: Incidencia de las cargas financieras en el ingreso neto de explotación de las principales empresas eléctricas productoras



Fuente: CEPAL en base a cifras oficiales

a) 1979 y 1981 no disponibles

Cuadro III-4

ISTMO CENTROAMERICANO: INDICES DE RENTABILIDAD DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELECTRICAS

(Porcentajes)

Empresa		1978		1979		1980		1981		1982		1983	
		A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
Costa Rica	ICE	11.9	9.9	10.3	7.7	10.3	5.7	8.6	-2.6	6.1	-9.9	14.1	-5.4
	CNFL	6.9	5.3	5.2	2.1	4.5	0.6	2.9	-4.7	0.6	-10.9	5.5	-2.5
El Salvador	CEL	8.2	6.9	8.6	7.5	7.9	6.6	4.8	2.4	3.9	1.1	3.1	2.1
	CAESS ^{a/}	14.8	13.6	14.8	9.8	11.1	6.7	11.9	8.1	13.0	8.8	11.3	7.2
Guatemala	INDE ^{a/}	5.3	1.7	9.0	2.9	6.8	1.0	2.8	1.0	4.5	0.5	10.5	2.7
	EEGSA ^{a/}	6.6	6.1	-0.9	-5.7	12.8	10.3	14.2	12.7	15.7	15.0	14.4	13.9
Honduras	ENEE	9.3	10.3	8.6	6.4	9.6	7.3	8.5	5.7	6.6	2.6	9.7	4.0
Nicaragua	INE	12.9	11.6	11.9	7.4	7.9	5.8	11.8	11.3	9.2	7.9	5.6	4.0
Panamá	IRHE	8.4	4.2	9.5	3.9	7.9	3.8	10.7	6.1	8.9	4.9	6.5	3.3

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas.

Nota: A = Ingreso neto de explotación sobre inversión inmovilizada en operación.

B = Utilidad neta sobre patrimonio.

^{a/} Sobre activos no revaluados.

2. Las inversiones y el financiamiento

Sobre este tema se encontraron mayores dificultades para obtener información precisa de los flujos efectivos de capital, existiendo diversidad de criterios entre las empresas para compilar dicha información. Por esta razón, sólo se presentan algunas conclusiones generales basadas en el análisis de la información disponible. En efecto, no fue posible conocer con exactitud los flujos reales de ingresos y gastos de capital, principalmente las erogaciones por inversiones y el ingreso de préstamos para cada año. Las inversiones sólo pudieron estimarse y su magnitud oscila entre los 600 y los 800 millones de dólares anuales para todo el Istmo, y cuya incidencia en el total de la inversión bruta de los respectivos países fluctúa entre el 10% y el 20%.

La alta proporción de préstamos, fundamentalmente de origen externo, para financiar las inversiones ha tenido un efecto acumulativo negativo, ya que se han precisado mayores fondos para atender el servicio de la deuda. De ahí que en algunos casos los recursos propios obtenidos de la explotación del servicio hayan resultado insuficientes para atender los requerimientos de inversión y servicio de la deuda y demandado, a su vez, nuevos préstamos, por lo que el problema ha crecido en forma de espiral. Este efecto acumulativo se acentúa, en general, para las empresas que llevaron a cabo un mayor desarrollo hidroeléctrico, en parte debido a que la incidencia de la carga que representa el servicio de la deuda se agudiza al financiarse los proyectos con préstamos que deben ser amortizados en un período equivalente a la mitad de la vida útil de aquéllos (la que puede estimarse en unos 50 años); un financiamiento más acorde con la duración de las instalaciones aliviaría sin duda la situación financiera de las empresas.

La elevada dependencia de los préstamos se ha traducido en un alto índice de endeudamiento de las empresas eléctricas, principalmente de las productoras, que son las que efectúan grandes inversiones y recurren en gran medida a los préstamos. (Véase el cuadro III-5.) En general, las empresas generadoras tienen comprometido por la deuda entre un 50% y un 60% de sus activos, con la excepción del IRHE (Panamá), cuya situación es menos seria ya que su índice de endeudamiento es del 37%. En cambio, la situación es completamente distinta para las principales empresas distribuidoras puesto que, exceptuando en cierta medida a la CNFL, presentan mayor holgura desde este punto de vista.

En la relación entre ingresos por préstamos y las aplicaciones de fondos a inversiones para el período considerado, Panamá presenta la situación más ventajosa tomando en cuenta que los primeros representan entre un tercio y la mitad de lo invertido. En el caso del INE, en los dos últimos años del período hay una baja participación de financiamiento externo en las inversiones, pero en principio podría atribuirse a la fuerte limitación que experimentó ese país para acceder a préstamos foráneos. En el caso de Guatemala, el INDE cubrió su expansión básicamente con los aportes del gobierno, que para el período considerado representó en promedio casi 50% de lo invertido. (Véase el cuadro III-6.) Las dificultades para generar

Cuadro III-5

ISTMO CENTROAMERICANO: INDICE DE ENDEUDAMIENTO DE LAS PRINCIPALES
EMPRESAS ELECTRICAS. DEUDA A LARGO PLAZO SOBRE ACTIVO NETO TOTAL

(Porcentajes)

	Empresas	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Costa Rica	ICE	60.0	61.2	56.0	62.2	52.9	49.3
	CNFL	38.1	38.9	39.9	38.1	28.3	27.5
El Salvador	CEL	57.8	57.4	57.1	59.1	58.8	57.7
	CAESS	7.8	4.7	10.4	12.7	12.8	15.9
Guatemala	INDE	33.9	35.1	31.1	26.4	33.7	32.8
	EEGSA	24.6	22.4	18.1	14.8	10.9	8.3
Honduras	ENEE	62.3	45.0	44.8	45.3	44.6	47.5
Nicaragua	INE	61.8	...	74.3	67.4	62.6	50.4
Panamá	IRHE	44.2	42.1	36.4	34.2	37.5	36.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas.

Cuadro III-6

ISTMO CENTROAMERICANO: RELACION ENTRE LOS PRESTAMOS,
APORTES DE GOBIERNO Y LAS INVERSIONES

(Porcentajes)

	Empresa	Relación ^{a/}	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Costa Rica	ICE	A	84.4	130.9	94.6	...	60.9	64.7
		B	-	1.3	0.9	...	1.4	1.9
El Salvador	CEL	A	112.1	71.8	75.4	124.5	103.7	102.5
		B	0.6	0.5	0.4	1.3	1.5	0.9
Guatemala	INDE	A	38.1	38.6	17.9	20.6	67.1	36.1
		B	41.8	50.9	60.6	81.7	39.0	71.5
Honduras	ENEE	A	61.6	87.7	78.4	78.4	75.8	77.0
		B	9.8	4.1	13.5	20.4	17.9	12.2
Nicaragua	INE	A	72.5	...	190.1	...	35.9	-
		B	22.5	...	14.5	...	1.8	117.0
Panamá	IRHE	A	57.8	66.4	9.5	39.5	43.5	35.8
		B	13.3	13.2	1.8	3.4	1.7	0.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas.

a/ A = Préstamos-inversiones y B = Aportes-inversiones.

/recursos

recursos propios que enfrentan las empresas se advierten también al comparar la generación interna de caja con los fondos utilizados para el servicio de la deuda. Incluso en algunos casos los primeros resultaron insuficientes para cubrir al menos el pago de amortizaciones e intereses, y en otros apenas alcanzaban. Ello indica insuficiencia de fondos propios, pues éstos deberían cubrir también una parte mínima razonable de las inversiones. (Véase el cuadro III-7.) En síntesis, parece que, en términos generales, las inversiones han sido financiadas con préstamos, y los recursos propios se han destinado a pagar el servicio de la deuda. La deuda externa se encuentra distribuida entre los organismos de desarrollo y la banca privada internacional. Según lo indica la estructura de la contratación de préstamos, en los últimos años la deuda de Costa Rica y Panamá se ha repartido aproximadamente en partes iguales entre los dos tipos de instituciones financieras. Pero mientras los créditos concedidos por las primeras fueron contratados a tasas de interés medias de 7.5% a 8% y plazos de hasta 25 o 30 años, las tasas otorgadas por los segundos excedieron en ese momento, en promedio, de 1 a 1-3/4 puntos la tasa Libor,^{16/} y los plazos amortizables apenas alcanzaron un máximo de unos 15 años. Finalmente, se calcula, sobre la base de la información disponible, que la deuda externa de las empresas eléctricas de la región constituye entre 10% y 15% de la deuda externa total de los respectivos países.

^{16/} La tasa Libor llegó al 12% y al 13%. Sin embargo, el descenso de las tasas de interés hace que hoy estos préstamos ya contratados tengan costos del mismo orden de magnitud que los de los bancos de desarrollo (la tasa Libor al 10 de julio de 1985 estaba fijada en 7.81%).

Cuadro III-7

ISTMO CENTROAMERICANO: GENERACION INTERNA DE CAJA/SERVICIO
DE LA DEUDA PARA LAS PRINCIPALES EMPRESAS
ELECTRICAS PRODUCTORAS

(Porcentajes)

	Empresa	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Costa Rica	ICE	105.3	78.3	103.1	...	62.2	105.2
El Salvador	CEL	213.6	240.5	128.8	81.9 ^{a/}	87.2 ^{b/}	138.0 ^{c/}
Guatemala	INDE	139.5	219.2	147.8	108.8	114.3	149.2
Honduras	ENEE	133.7	112.9	113.9	107.8	103.9	112.2
Nicaragua	INE	131.5	...	263.0	...	147.4	209.2
Panamá	IRHE	108.6	79.1	105.7	119.5	169.6	147.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras proporcionadas por las empresas eléctricas.

a/ Si se excluyen los ingresos de comercialización de hidrocarburos el porcentaje disminuye a 70.5.

b/ Si se excluyen los ingresos de comercialización de hidrocarburos el porcentaje disminuye a 58.1.

c/ Si se excluyen los ingresos de comercialización de hidrocarburos el porcentaje disminuye a 78.5.

C. Aspectos institucionales y legales

En esta sección se presentan, en forma muy sintética, las características generales de la organización del subsector eléctrico en los países de la región y su inserción en el sector energía, así como de los contratos vigentes entre los organismos nacionales de electrificación que regulan los intercambios de energía a través de las interconexiones existentes y programadas para entrar en operación a corto plazo. En el anexo se incluye una descripción más detallada de los aspectos mencionados.

1. Organización del subsector eléctrico en los países de la región

El manejo del subsector eléctrico está a cargo, en todos los países del área, de una empresa o institución autónoma estatal que tiene bajo su responsabilidad como mínimo la planificación, el desarrollo y la operación del respectivo SIN, así como la venta total o parcial a los consumidores finales. Algunas de las empresas distribuidoras que compran energía en bloque son privadas, llegando también en algunos países a ocuparse totalmente de la distribución en las capitales y en otras ciudades importantes.

Estos organismos nacionales son el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), en Costa Rica; la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), en El Salvador; el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), en Guatemala; la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en Honduras; el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), en Nicaragua y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), en Panamá.

Generalmente, estas empresas son regidas por una junta o consejo directivo, cuyo presidente en algunos casos tiene funciones ejecutivas, con una dirección o gerencia que se encarga del manejo técnico y administrativo de la institución, y dependencias que se encargan de las diferentes funciones, básicamente planificación y desarrollo, construcción, operación, administración y finanzas.

En los casos de Honduras, Nicaragua y Panamá el subsector eléctrico está en su totalidad prácticamente en manos de las respectivas empresas nacionales. En Costa Rica, la distribución en el área metropolitana la efectúa la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) cuyas acciones, casi en su mayoría, se encuentran actualmente en poder del ICE, operando como subsidiaria del mismo. Igualmente, el ICE fue absorbiendo gradualmente otras distribuidoras pequeñas que atendían el servicio en zonas del interior del país, de las cuales actualmente sólo quedan dos que cubren las provincias de Heredia y Cartago. En El Salvador operan ocho compañías distribuidoras, todas privadas, la mayor de las cuales es la que atiende el área metropolitana: la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS). En Guatemala, la mayor parte de la distribución

/en el área

en el área central la realiza la Empresa Eléctrica de Guatemala (EECSA) -que continúa rigiéndose por el régimen de sociedades anónimas privadas, aunque actualmente sus acciones están mayoritariamente (más del 90%) en poder del INDE- que tiene además en operación una planta térmica importante. Existen, además, algunas empresas municipales pequeñas.

Los organismos nacionales de electrificación elaboran y proponen las tarifas para su aprobación por los organismos competentes del poder ejecutivo, debiendo también, en general, someter a aprobación los presupuestos ordinarios y los planes de inversión; asimismo, en algunos casos están sujetas a otro tipo de regulaciones sobre el servicio eléctrico. No obstante estas regulaciones, las empresas nacionales de electricidad desarrollan sus actividades con un alto grado de autonomía, dependiendo jerárquicamente en todos los casos del más alto nivel del poder ejecutivo, aun en los países donde el sector energía -de reciente e incipiente desarrollo en la región- se ha estructurado en un organismo superior de carácter ministerial. Más aún, el buen desarrollo que han tenido estas empresas desde su creación -siendo en general las empresas públicas más eficientes y de mayor capacidad técnica de los países de la región- ha fundamentado que, en la mayoría de los países del área, se haya organizado el sector energía alrededor de las mismas en forma transitoria o permanente.

En efecto, en El Salvador y Nicaragua, la CEL y el INE, respectivamente, están formal y legalmente a cargo de la política energética nacional y de la planificación y el manejo integral del sector energía, así como de varios aspectos importantes del subsector hidrocarburos (compras externas, exploración, determinación de precios, etc.) y del desarrollo de las fuentes nuevas y renovables y de la conservación de la energía. En Panamá, el IRNE preside y ejerce la secretaría técnica de la Comisión Nacional de Energía, mientras que en Costa Rica el ICE se hizo cargo transitoriamente de la planificación energética durante los inicios del proceso de organización del sector energía, que desembocó en la creación del actual Ministerio de Industria, Energía y Minas y de la Dirección Sectorial de Energía, donde el organismo eléctrico sigue manteniendo actualmente una activa participación directa. Finalmente, en Guatemala se creó recientemente el Ministerio de Energía y Minas sobre la base de la anterior Secretaría de Minería, Hidrocarburos y Energía Nuclear, y en Honduras no se ha organizado aún el sector energía.

2. Características principales de los convenios de interconexión entre países

Actualmente se encuentran físicamente interconectados Honduras, Nicaragua y Costa Rica. La interconexión entre ellos está regulada por tres instrumentos legales: el contrato de interconexión eléctrica entre el INE (Nicaragua) y la ENEE (Honduras), fechado el 18 de mayo de 1973; el contrato entre el INE y el ICE (Costa Rica) firmado el 10 de junio de

1977 y su addenda de fecha 5 de agosto de 1982, y el contrato tripartito de intercambio de energía firmado por las tres empresas el 5 de abril de 1983. Los acuerdos bilaterales entre países limítrofes establecen los tipos, características generales y precios de los intercambios, así como los lineamientos básicos en cuanto a la programación de los mismos y a la coordinación y operación de la interconexión; el contrato tripartito se refiere esencialmente a los mismos aspectos pero en relación con las transferencias entre los países no limítrofes (Costa Rica y Honduras) y considera además las modalidades de intervención del sistema eléctrico del tercer país (Nicaragua) operando como sistema interconector, estableciendo incluso el monto de los cargos por peaje y pérdidas. Tanto el addenda como el tripartito establecen una nueva modalidad de energía denominada Energía Garantizada a Corto Plazo, lo que constituye un avance en la operación mejorada de los sistemas interconectados.

En cuanto a las interconexiones próximas a entrar en servicio, las de Costa Rica y Panamá están regidas por el contrato de interconexión entre el ICE y el INIE firmado el 4 de febrero de 1982, y la interconexión entre Guatemala y El Salvador se concretó mediante un acuerdo firmado entre el INDE y la CEL el 25 de marzo de 1983. Estos acuerdos cubren fundamentalmente los mismos tópicos que los otros instrumentos bilaterales vigentes. En septiembre de 1984 se firmó un contrato cuatripartito de intercambio entre las empresas eléctricas de los cuatro países que estarán interconectados el año próximo al ponerse en operación la línea entre Costa Rica y Panamá (más Honduras y Nicaragua). Este contrato tiene características similares al tripartito vigente, sólo que incorpora además a Panamá. Contempla, por consiguiente, la posibilidad de intercambio entre países no limítrofes mediante la transferencia de energía a través de más de un país intermedio, los cuales operan como sistemas interconectores entre el proveedor y el receptor. Conviene destacar que, en general, los contratos bilaterales de interconexión entre empresas eléctricas han sido precedidos por acuerdos o convenios entre los respectivos países a nivel de gobiernos, que brindan el marco institucional jurídico para los primeros.

Un elemento importante en los contratos son los tipos de intercambio de energía y potencia previstos. En general, se admiten tres tipos: energía garantizada a corto plazo (seis meses o un año, según los casos), energía no garantizada (secundaria) de origen hidráulico o térmico y, finalmente, energía de emergencia. El primero requiere programación e implica una obligación firme (hay penalización) de compra y venta entre las partes, mientras que en los dos últimos el compromiso (relativo, ya que se puede interrumpir en cualquier momento a juicio del proveedor) existe solamente cuando hay disponibilidad de energía y no se precisa obviamente de programación alguna en caso de urgencia o necesidad.

Con respecto a los precios de los intercambios, en los tres contratos que rigen las transferencias entre Honduras, Nicaragua y Costa Rica las tarifas se determinan en función del costo del combustible en alguna

planta térmica mediante fórmulas establecidas según criterios dados; para la energía garantizada a corto plazo y la secundaria (no garantizada de origen hidráulico) se toma el costo del combustible en una planta térmica predeterminada del comprador (INE y ENEE), y para establecer las fórmulas definidas en los contratos se sigue el criterio de que el precio de la energía garantizada a corto plazo debe representar el 75% del costo de generación térmica (combustibles, operación y mantenimiento más ajustes por pérdidas) en la planta del comprador que se indique y el 50% para la energía secundaria. En los casos de energía no garantizada de origen térmico, los precios se determinan en función del costo del combustible bunker en plantas térmicas indicadas por el vendedor, y para energía de emergencia se utiliza el costo del diesel de las turbinas de gas que también son indicadas por el vendedor.

En el contrato entre Costa Rica y Panamá se observa un avance. En el esquema de intercambio de energía no garantizada anexo al mismo se establece, como criterio general, que las tarifas se determinarán sobre la base de compartir por partes iguales los beneficios derivados de tales transferencias. Para fijar los precios de la energía no garantizada (por energía inadvertida y por emergencia) y disponible a criterio del proveedor, se utiliza el valor más alto entre: a) la semisuma del costo que tiene esta energía para el proveedor, más el costo de la energía reemplazada por el receptor, y b) el costo de generación (combustibles, aditivos, lubricantes y mantenimiento) más un 10%, utilizando los costos de generación de las plantas térmicas bajas (bunker) que se indiquen. Este contrato también prevé el suministro de energía garantizada e interrumpible a corto plazo (seis meses); la programación de esta energía debe coordinarse debidamente, y para el cálculo de beneficios y costos se debe indicar mensualmente el tipo de energía que sustituye y de cuál proviene (hidro y/o de las tres clasificaciones para la térmica según su costo: baja, media y alta). El contrato entre Guatemala y El Salvador va más allá puesto que establece un método más preciso para el cálculo de los costos de generación: los intercambios se facturan sobre la base de tarifas de tipo binómico -se introduce un cargo por potencia para la energía adicional (no garantizada) y para la de emergencia- con los costos de producción del vendedor, calculándose un beneficio para el comprador equivalente a la diferencia entre su costo evitado de generación y el de compra; la diferencia entre los beneficios acumulados por ambas partes se distribuye semestralmente y, al mismo tiempo, la empresa que haya tenido menos beneficios factura la mitad de su diferencia a la otra parte.

IV. LOS PROGRAMAS DE EXPANSION VIGENTES

En este capítulo se comentan los programas de expansión hasta el año 2000, de los sistemas eléctricos nacionales de los seis países del Istmo Centroamericano, formulados por las empresas responsables de la planificación del subsector eléctrico. La información respectiva, suministrada por dichas empresas, se incluye en el Capítulo V del anexo. Conviene destacar que las mencionadas empresas elaboran los citados programas con el criterio de abastecer totalmente sus propios mercados internos, sin tomar en cuenta los posibles intercambios entre países a través de la red de interconexión existente; debido a su importancia, la magnitud y características de esos posibles flujos serán analizados en detalle en el capítulo siguiente.

Se consideran, en primer término, los requerimientos de los mercados eléctricos a nivel de la demanda de energía y potencia de los sistemas interconectados nacionales (SIN) que, como se explicó en el capítulo anterior, representan prácticamente la totalidad de dichos mercados. Cabe hacer notar que es precisamente la demanda la que, conjuntamente con la capacidad de generación disponible de las centrales existentes en una fecha dada, determina el tamaño y características de las adiciones de generación necesarias para satisfacerla, en función de determinados parámetros económico-financieros y criterios de optimización.

Luego se describen las secuencias de las adiciones en términos de las nuevas centrales generadoras que entran en operación en los SIN, mismas que dan una idea de la magnitud de las inversiones requeridas, y confirman una vez más la importancia de la electricidad en el sector energético en particular y en la economía nacional en general.

Con respecto a la proyección de las demandas y a los programas de desarrollo se comentarán los diversos aspectos que intervienen en ellos, primero por países, y luego en el ámbito más amplio del total de la región. Esto último cobra mayor interés con el transcurso del tiempo en vista de la creciente integración de los sistemas eléctricos nacionales en grupos subregionales que eventualmente abarcarán todo el Istmo.

Algunos aspectos de las metodologías utilizadas por las empresas eléctricas para la definición de los programas de desarrollo eléctrico en el Istmo Centroamericano se resumen en el Capítulo III del Anexo que se presenta en un volumen por separado, incluyéndose una descripción de los modelos MGI y WASP-3 utilizados en el Estudio Regional de Interconexión (ERICA) y aplicados actualmente por cuatro de los seis países.

/1. Proyecciones

1. Proyecciones de la demanda eléctrica

Pese a que las cifras del mercado a futuro deberían corresponder a la generación neta -dado que la generación bruta cambiaría con el tipo de central a utilizarse- los datos que se presentan en este trabajo -proporcionados por las empresas eléctricas- se refieren algunos a generación bruta, otros a neta y en el resto no se especifica a cuál de las dos. Estas diferencias cobran importancia en la medida en que aumente la participación térmica en sistemas que también generan con hidro. Pero en todo caso se trata de discrepancias menores que no tienen mayor significado para los propósitos de este análisis.

a) Mercados eléctricos nacionales

Los factores principales que determinan la evolución de los mercados eléctricos son, por una parte, los de carácter económico que comprenden principalmente a los sectores consumidores industriales, comerciales y de servicios y, por otra, los de carácter social y económico que inciden en los consumos residenciales, en función de la cobertura geográfica y de población de los servicios eléctricos, así como del nivel de ingresos requerido para poder acceder a un uso razonable de la electricidad. La estimación de la trayectoria futura de estos factores -siempre difícil de precisar especialmente para el mediano y largo plazos- se torna realmente crítica en la coyuntura por la que atraviesan los países del Istmo que están viviendo una aguda crisis económica, social y política, tal como se indica en el capítulo II. En vista de la complejidad antes explicada, los comentarios sobre las proyecciones de los mercados nacionales serán más bien de tipo cualitativo y se referirán principalmente a las magnitudes y tasas de crecimiento y a las relaciones de estas últimas con los comportamientos históricos del mercado y los requerimientos por cubrir a nivel nacional, en términos de población no servida.

Los dos países que se han mantenido adelante en consumo y generación de energía eléctrica son Costa Rica y Panamá. Si se toma como referencia el año calendario 1983, ambos representaron prácticamente la mitad del mercado eléctrico regional, correspondiéndole a Panamá un poco más si se incluye en aquél el Área del Canal, y resultando a la inversa si ésta se excluye. Estos países mantienen también la delantera en términos del índice de electrificación de la población, medido como el porcentaje de familias que cuentan con servicio eléctrico residencial, según se indicó en el capítulo anterior. Las tasas de crecimiento medio de la demanda de energía eléctrica para el período 1986-1995 resultan casi del mismo orden para los dos países en consideración (5.4% en Costa Rica y 4.9% en Panamá). Por ser estos incrementos los más bajos pronosticados para la región, con excepción de Guatemala, la participación del binomio Panamá-Costa Rica se reduciría a un 43% del total del Istmo en 1995. Para los cinco años siguientes, o sea hasta el año 2000, se estima para ambos países una expansión algo mayor de sus demandas (5.8% para Costa Rica y 5.4% para Panamá). A finales del presente siglo los

/requerimientos

requerimientos de electricidad, a nivel de generación, llegarán a 6 TWh para el primer país y 6.3 TWh para el segundo. Cabe aclarar que las tasas de crecimiento mencionadas en el caso de Panamá incluyen el Afea del Canal, pero si se excluye ésta serían mayores (5.8% en los primeros diez años y 6.1% en los cinco siguientes) dado que el mercado de esta última se ha supuesto constante en lo que resta del siglo (600 GWh).

De acuerdo con el comportamiento de la demanda en los países en referencia -que osciló entre 7% y 7.5% para ambos países en el período 1972-1983 e incluye, por una parte, las dos etapas de fuertes incrementos del precio del petróleo y la reciente crisis económica y sociopolítica del Istmo iniciada en las postrimerías del decenio pasado- se puede considerar que el ritmo de crecimiento estimado para el futuro es moderado y razonable, teniendo en cuenta que las perspectivas de desarrollo económico para la región son de una recuperación lenta y paulatina.

En lo que concierne a los cuatro países restantes, su participación en el total regional en materia de requerimientos de generación eléctrica a 1983 es bastante similar (12% en promedio), correspondiéndoles a El Salvador y Guatemala algunos puntos porcentuales más que a Honduras y Nicaragua.

Con respecto al mercado eléctrico futuro y específicamente para la década 1986-1995, las tasas de crecimiento varían considerablemente entre sí y van de un mínimo de 5.1% en Guatemala, hasta un máximo de 10% en El Salvador, con valores intermedios de 7.5% en promedio para Nicaragua y Honduras. Para los cinco años siguientes, las divergencias son menores en lo que concierne a Guatemala, Honduras y Nicaragua, donde varían de un mínimo de 6.5% en el segundo a 7.7% en el primero, mientras que en El Salvador se mantiene la tasa supuesta para el período anterior (10%).

Si se toman los crecimientos históricos y los índices de electrificación a nivel nacional como indicadores -necesariamente parciales- del potencial de crecimiento de los mercados eléctricos a futuro en los cuatro países mencionados, cabe destacar lo siguiente: a) el ritmo de expansión de las demandas de energía eléctrica -con la excepción de Nicaragua, cuya situación comentaremos más adelante- superó el 10% en el período 1972-1979, año este último en el que ocurrió la segunda gran alza de precios del petróleo en la esfera mundial y en el que se inició la crisis económica generalizada de la región, y b) el porcentaje de familias con servicio eléctrico, según se indicó en el capítulo anterior, es bajo y oscila entre 23% y 34% (El Salvador) para los tres países ubicados en la parte norte de Centroamérica. Los dos indicadores seleccionados muestran que los mercados eléctricos de estos tres países podrían crecer a tasas relativamente altas, siempre y cuando las condiciones de desarrollo económico volvieran a ser similares a las del decenio pasado. Sin embargo, no se estima probable, al menos en el corto plazo, un retorno al dinamismo económico prevaleciente antes de la crisis. En consecuencia, los resultados que se obtengan en cada país dependerán básicamente del ritmo de recuperación económica que alcancen los países y que en su fase óptima

/podrían

podrían contribuir a lograr tasas del orden del 10% como supone El Salvador o mucho más moderadas como las estimadas por los otros países en función de un menor crecimiento socioeconómico en general. De cumplirse los pronósticos de El Salvador, este país pasaría a ser el mayor consumidor de electricidad de la región, seguido por Costa Rica y Panamá, hacia finales del período de proyección. Este grupo presentaría amplias diferencias con los otros tres países. (Véase el gráfico IV-1).

En Nicaragua, a diferencia de los otros tres países mencionados, la demanda de energía eléctrica tuvo un crecimiento bajo (4.3%) en el período 1972-1979, como consecuencia de la caída brusca del mercado a causa del conflicto bélico ampliamente conocido. No obstante, ésta aumentó considerablemente en los años siguientes hasta superar el 11% en el bienio 1982-1983. Por otra parte, su cobertura de servicio eléctrico a la población fluctúa entre el 45% y el 50%, de acuerdo con las últimas estimaciones disponibles. En virtud de lo anterior y de las consideraciones hechas sobre las perspectivas de desarrollo de la región, los cálculos de que el mercado eléctrico nicaragüense crecerá 7.3% en los próximos diez años y 6.9% en el lustro siguiente, pueden considerarse razonables.

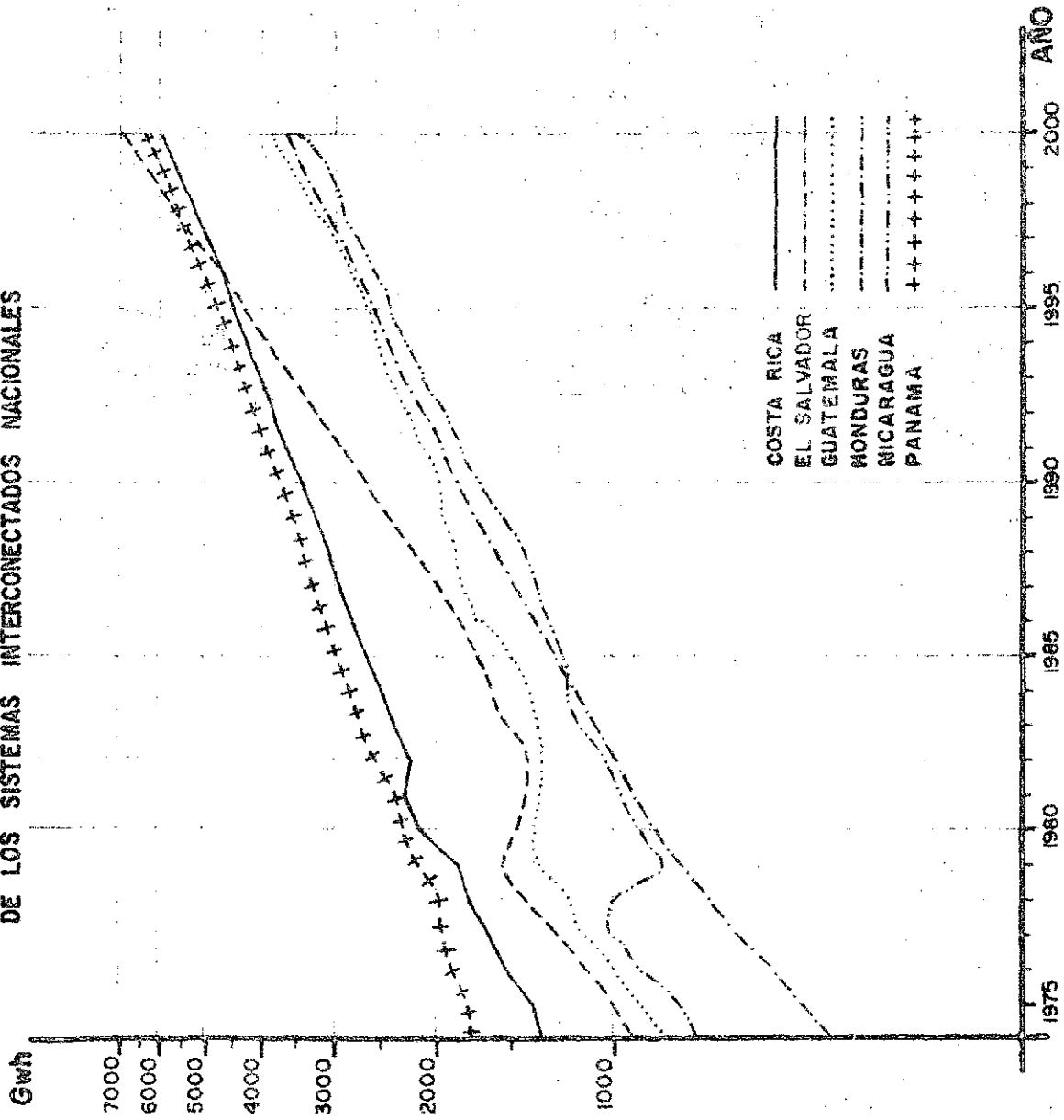
b) Análisis regional de la demanda eléctrica

La demanda de energía eléctrica del Istmo Centroamericano se expandió a una tasa del 8% en el período 1972-1979, disminuyó a 3.8% entre 1979 y 1982, y ascendió nuevamente a 5.8% en 1983, con un índice de electrificación regional de 37% de la población total sobre la base de las estimaciones disponibles para el último de los años indicados. Si se considera además que las perspectivas de desarrollo no son muy halagüeñas, según se comentó anteriormente, puede afirmarse que la tasa de incremento de 6.7% estimada para el conjunto regional es relativamente moderada y razonable, tomando en cuenta las considerables divergencias que se dan en las proyecciones nacionales comentadas en el inciso anterior.

En lo que concierne a su magnitud, el mercado eléctrico futuro de América Central prácticamente triplicaría su tamaño en el período 1985-2000, alcanzando unos 30 TWh de energía y 5.6 GW de potencia para finales del siglo. Si se compara el Istmo con los sistemas vecinos de Colombia y México -cuyos mercados eléctricos fueron en los primeros años del presente decenio de unos 23 y 70 TWh, respectivamente-, con base en las cifras de 1984-1985, el mercado de América Central equivaldría a la mitad del colombiano y a la sexta parte del mexicano. Sin embargo, en el caso de México -país sobre el cual se cuenta con mayor información- los dos subsistemas más cercanos a la región, denominados oriental y peninsular, tuvieron en conjunto, en 1983, una demanda de unos 19 TWh que los acerca en tamaño al del Istmo Centroamericano.

Gráfico IV-1

ISTMO CENTROAMERICANO: DEMANDA DE ENERGIA⁹/ ELECTRICA
DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS NACIONALES



Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas
9/ A nivel de generación

De ahí surge la interrogante sobre la oportunidad y conveniencia, en su caso, de una futura integración de los sistemas eléctricos del Istmo con los correspondientes a los países fronterizos mencionados. El tema cobra mayor relevancia en virtud de que ya se han formulado algunos planteamientos preliminares sobre interconexiones eléctricas entre los sistemas de México y Guatemala, de Panamá con el norte de Colombia, y de Colombia con México. Sin embargo, los estudios mencionados se han manejado en forma más bien autónoma y en función de los intereses de los países más directamente involucrados.

Si se considera que la integración eléctrica de los países del Istmo ya casi es una realidad que se consolidaría en el futuro previsible, convendría que los mencionados esfuerzos de integración extrarregional contasen con un marco de referencia común que tomase debida cuenta de la demanda y la oferta futuras de los ocho países involucrados. En esta forma, se facilitaría el eventual desarrollo eléctrico de la nueva subregión (Colombia, América Central y México) en función de los mejores intereses de todos los países involucrados.

2. Programas de expansión de los sistemas de generación

Al igual que en el caso de la proyección de las demandas, el análisis del equipamiento se centra en las adiciones de centrales generadoras programadas para los periodos 1986-1995 y 1996-2000 -aunque en algunos países se presentan adiciones más allá de finales de siglo-, siempre para los sistemas interconectados nacionales (SIN).

Para cada nueva central generadora, se indica su potencia instalada y la inversión total requerida, y en las hidroeléctricas y geotérmicas se señala además la energía generable, incluyendo en las primeras la correspondiente a los años hidrológicos seco y medio. Luego, adicionalmente a los comentarios generales sobre los datos antes mencionados, se analizan los balances comerciales de energía económica (hidro más geo) durante el periodo 1986-2000 en consideración. Estos se obtienen restando los requerimientos del mercado nacional de la totalidad de energías hidro más geo generables para cada año considerado, y suponiendo, para propósitos de simplicidad, que los nuevos proyectos entrarían en operación a principios del año en que aparecen programados.

Finalmente, se formulan comentarios puntuales relacionados con los costos unitarios y las inversiones requeridas para los programas de desarrollo anteriores, y algunas consideraciones generales sobre aspectos financieros pertinentes y sobre la conveniencia de establecer una mayor coordinación entre países de sus respectivos planes de expansión eléctrica, con miras a obtener beneficios comunes.

a) Programas nacionales

El programa de adiciones de generación de Costa Rica (Veáse el cuadro IV-1) confirma la vocación de dicho país por la utilización masiva de recursos nacionales en el subsector eléctrico. En efecto, en los quince años restantes, hasta finales del siglo, se adicionarían 1 066 MW en centrales hidroeléctricas y 110 MW en geotérmicas. Con estas adiciones, el sistema eléctrico costarricense reduciría la participación de las centrales térmicas a un 5% del total, en términos de potencia instalada, y mantendría los actuales porcentajes, considerablemente más bajos, en lo que se refiere a porcentaje de generación que dichas centrales pueden colocar eventualmente en la curva de carga.

Por otra parte, las disponibilidades totales de energía económica anual rebasan ampliamente los requerimientos del mercado nacional en cada uno de los años del periodo 1986-2000 y llegarían a 4 900 GWh en 1995 y a 9 100 GWh en el año 2000 debido a la incorporación de los proyectos Guayabo y Siquirrés en el último quinquenio. Estas cifras confirman la capacidad potencial para exportar energía del sistema eléctrico de Costa Rica, que tendría importantes excedentes continuos de energía

Cuadro IV-1

COSTA RICA: PROGRAMA DE ADICIONES DE GENERACION Y BALANCE DE ENERGIA ECONOMICA

Proyecto	Tipo	Capacidad (MW)	GWh				Energía embalsable	Costo ^{b/} (millones de dólares)	
			Energía generable		Balance de energía económica ^{a/}				
			Año medio	Año seco	Año medio	Año seco			
1986					418	-39			
1987					202	-268			
1988	Ventana Garita	H	97	373	234		4.0	140.0 ^{c/}	
1988	Ventana <u>d/</u>	H	-10	-91	-80	333	-265	-0.4	
1989						169	-429		
1990	Miravalles I	G	55	350	350	342	-256	-	93.8
1991						154	-444		
1992	Sandillal	H	33	140	140	99	-499	0.5	41.8
1993	Angostura	H	177	999	662	885	-50	3.5	219.5
1994						657	-278		
1995						415	-520		
1996	Palomo	H	30	130	82			-	43.8
1996	Miravalles II	G	55	350	350	637	-346	-	92.4
1997	Guayabo	H	245	1 438	1 003	1 808	390	1.3	305.4
1998						1 508	90		
1999	Siquirres	H	384	2 270	1 470	3 464	1 246	159.8	318.7
2000						3 128	910		
1986-1995		352	1 771 ^{e/}	-		3 674 ^{f/}	-	7.6	495.1
1986-2000		1 066	5 959 ^{e/}	-		14 219 ^{f/}	-	161.3	1 255.4
	Boruca I	H	460	2 100	2 100	-	-	453.7	925.6 ^{c/}
	Boruca II	H	1 520	6 036	6 036	-	-	7 200.0	694.2 ^{c/}

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

Nota: Se consideró el año de entrada, aquel en que el proyecto operaría más de seis meses.

^{a/} Calculado como la diferencia entre las posibilidades de energía hidro más geo y los requerimientos del mercado;

^{b/} A precios de enero de 1983 (5% de escalamiento anual a partir de 1980); ^{c/} Deducidos los costos financieros;

^{d/} Retiro por entrada de Ventana Garita; ^{e/} Energía generable anual de proyectos hidro y geo adicionados, y

^{f/} Suma de los excedentes y faltantes anuales.

económica -en años hidrológicos medios- por un valor promedio cercano a los 400 GWh anuales en el período 1986-1995 y del orden de los 2 100 GWh en los cinco años restantes básicamente por la entrada en operación de los dos proyectos mencionados. En la hipótesis de hidrología crítica, habría déficit hasta 1996 y sobrantes de 1997 en adelante.

Merece mención especial el proyecto hidroeléctrico Boruca aunque esté contemplado en el programa de adiciones de Costa Rica con posterioridad al año 2000. Este es sin lugar a dudas el proyecto más grande y a la vez el más económico en todo el Istmo en términos de costo unitario de generación, de acuerdo con la información disponible. Su capacidad instalada total, al final de la segunda etapa, sería de unos 1 980 MW y la energía generable en todo tiempo, por tener una amplia regulación plurianual, sería de unos 8 136 GWh anuales. Sus costos de generación estimados en forma burda serían de dos centavos de dólar por kWh. De lo anterior se deduce, en una primera instancia, que se trata de un proyecto que convendría justificar en función de un mercado ampliado y por lo tanto podría desempeñar un papel importante en las interconexiones extrarregionales mencionadas en el capítulo anterior.

El programa de nuevas centrales eléctricas en El Salvador (véase el cuadro IV-2) alcanzaría unos 1 095 MW hasta finales del presente siglo y comprendería varios tipos de generación. En efecto, en los primeros 10 años se instalarían unos 355 MW con la particularidad de que prácticamente la totalidad de la energía generable correspondería a los 220 MW geotérmicos, dado que los 135 MW restantes procederían de la instalación de potencia de punta en la central de Cerrón Grande. En los cinco años siguientes, en vista de que se estaría llegando al agotamiento práctico de los recursos hidroeléctricos, se ha programado la instalación de 350 MW en centrales carboeléctricas, incluyendo una de 200 MW en el año 2000. Cabe mencionar que, como se indicará más adelante, también en Panamá se contempla la instalación de una carboeléctrica y que ello implica una nueva alternativa para los países de América Central en lo concerniente a tipos de generación y a la utilización de recursos primarios diferentes del petróleo.

El programa del primer decenio refuerza el carácter mayoritariamente nacional -uso de recursos propios- del sistema salvadoreño y, de manera especial, su vocación por la geotermoelectricidad. De hecho, la participación de centrales hidro más geo alcanzaría un 87% de la capacidad total instalada en 1995 y de ésta más de un tercio sería geotérmica. En el quinquenio siguiente, aunque predominan las adiciones termoeléctricas convencionales de carbón, como se explicó anteriormente, la proporción de centrales hidro más geo, en términos de capacidad instalada, se mantiene arriba del 70%.

Como consecuencia de las adiciones anteriores, la disponibilidad de energía económica hidro más geo -en condiciones de hidrología media- que en 1985 supera ampliamente los requerimientos del mercado nacional,

Cuadro IV-2

EL SALVADOR: PROGRAMA DE ADICIONES DE GENERACION Y BALANCE DE ENERGIA ECONOMICA

Proyecto	Tipo	Capacidad (MW)	GWh				Energía embalsable	Costo ^{b/} (millones de dólares)	
			Energía generable		Balance de energía económica ^{a/}				
			Año medio	Año seco	Año medio	Año seco			
1986					763	387			
1987					576	200			
1988					372	-4			
1989	Berlín	G	55	361	361	508	132	-	94.6
1990						263	-113		
1991	Chipilapa	G	55	361	361	357	-19	-	94.6
1992	Chinameca	G	55	361	361	423	-47	-	94.6
1993	Cerrón Grande II ^{c/}	H	135	15	-	112	-279	266.9	43.4
1994	San Vicente	G	55	361	361	114	-277	-	94.6
1995						-279	-670	-	
1996	El Tigre ^{d/}	H	270	1 115	863	403	-240	174.1	296.8
1997	Carboeléctrica I	C	50			-73	-716	-	72.9
1998	Carboeléctrica II	C	50			-596	-1 239	-	72.9
1999	Carboeléctrica III	C	50					-	72.9
1999	5 de Noviembre II	H	120	187	75	-985	-1 740	34.2	70.1
2000	Carboeléctrica IV	C	200			-1 620 ^{f/}	-2 373	-	200.4
1986-1995			355	1 459 ^{e/}	-	3 209 ^{f/}	-	266.9	421.8
1986-2000			1 095	2 761 ^{e/}	-	338 ^{f/}	-	208.3	786.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.

Nota: H = hidroeléctrica; G = geotermoeléctrica, y C = carboeléctrica.

a/ Calculados como la diferencia entre las disponibilidades de energía hidro más geo y los requerimientos del mercado.

b/ A precios de enero de 1984.

c/ Unidades adicionales.

d/ Inunda tierras hondureñas, siendo necesario un acuerdo entre las partes.

e/ Energía generable anual de proyectos adicionados hidro más geo.

f/ Suma algebraica de los excedentes y faltantes anuales.

generaría excedentes exportables decrecientes, aunque no necesariamente uniformes, cuyas magnitudes oscilarían entre 700 y 100 GWh anuales en el período 1986-1994. Para los años restantes, hasta el 2000, el balance anual de energía económica resultaría deficitario, con excepción de 1996, cuando se supone entraría en operación el proyecto hidroeléctrico El Tigre, de carácter binacional (El Salvador-Honduras). En estos últimos años el sistema salvadoreño presenta un potencial propicio para la importación creciente de energía económica de otros países de la región, cuya magnitud para fines del siglo rebasaría los 1 500 GWh anuales. Bajo el supuesto de hidrología crítica, el sistema salvadoreño resultaría generalmente deficitario durante los 15 años del período analizado, mayormente en los últimos años.

El programa de adiciones en centrales generadoras de Guatemala (véase el cuadro IV-3), que concuerda con el bajo crecimiento de la demanda, incluye la entrada en operación de solamente 377 MW en el período 1985-2000. Por otra parte, una de las características sobresalientes de este programa es la reducida magnitud de las nuevas centrales con tamaños máximos en hidro de 68 MW y en geotermia de 110 MW (dos unidades). Ello permitiría una mejor adecuación de las adiciones de generación a la expansión de la demanda y facilitaría la financiación del programa que es de por sí relativamente pequeño, siempre y cuando las inversiones unitarias (dólares/kW) guarden la debida proporción, tema al cual se hará referencia más adelante. También cabe mencionar que, al igual que para Costa Rica, las nuevas centrales serían hidroeléctricas y geotérmicas, correspondiendo a estas últimas un tercio de las adiciones.

En lo que concierne a la cobertura de la demanda con energía económica (hidro más geo), se dispondría de excedentes exportables importantes suponiendo hidrología media, que oscilarían entre unos 200 y 500 GWh anuales durante todo el período 1986-2000, con excepción del año 1993 que arrojaría un déficit reducido. En el supuesto de hidrología crítica, se produciría la situación inversa en el sentido de requerirse generación térmica convencional en cada uno de los años considerados, por lo que podría convenir se importe energía económica de otros países cuando las condiciones hidrológicas así lo determinen.

Las adiciones de capacidad generadora en el sistema integrado nacional de Honduras (véase el cuadro IV-4), después de la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico El Cajón (292 MW) en 1985, -que supera los requerimientos totales del mercado eléctrico nacional en ese mismo año-, se limitarían a unos 505 MW, de los cuales 355 MW provendrían de centrales hidroeléctricas y el resto de centrales a gas durante el período 1986-2000.

Como consecuencia, el sistema eléctrico hondureño dispondría de excedentes importantes de energía hidroeléctrica exportable -en condiciones hidrológicas medias- que se irían reduciendo paulatinamente de 590 a 90 GWh anuales entre 1986 y 1990. En los nueve años siguientes, hasta 1999, se requeriría una generación térmica complementaria de magnitudes importantes, situación que se invertiría con la entrada en operación del gran proyecto

Cuadro IV-3

GUATEMALA: PROGRAMA DE ADICIONES DE GENERACION Y BALANCE DE ENERGIA ECONOMICA

	Proyecto	Tipo	Capacidad (MW)	Energía generable		Balance de energía económica a/		Energía embalsable	Costo ^{b/} (millones de dólares)
				Año medio	Año seco	Año medio	Año seco		
1986						484	-199		
1987						387	-296		
1988	Palín II	H	8	35	22	342	-354	...	12.0
1989	Río Bobos	H	2	9	6			...	3.0
1989	Zunil I	G	15	110	110	377	-322	-	30.0
1990						289	-410		
1991						180	-519		
1992						64	-635		
1993						-57	-756		
1994	Sta. María II ^{c/}	H	68	282	154			...	120.5
1994	El Palmar ^{c/}	H	58	242	138	339	-592	...	85.4
1995						205	-726		
1996	Los Tapezcos ^{d/}	H	62	162	65	161	-1 297	...	110.0
1997						-61	-1 089		
1998	Zunil y/o Amatitlán	G	110	807	807	523	512	-	154.0
1999	Jupilingo ^{e/}	H	4	17	10	540	-615	...	12.0
2000	Camotán ^{e/}	H	10	71	48			238.1	21.0
2000	Jocotán ^{e/}	H	40	203	106	270	-892	...	75.0
1986-1995			151	673 ^{f/}	-	2 610 ^{g/}	-		250.1
1986-2000			377	1 935 ^{f/}		3 721 ^{g/}	-	238.1	622.9
2003	Chulac	H	334	1 424	1 013			368.6	855.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

Nota: H = hidroeléctrica; G = geotermoeléctrica.

a/ Calculado como la diferencia entre las disponibilidades de energía hidro más geo y los requerimientos del mercado;

b/ A precios de junio de 1984; c/ Proyectos en cascada con la secuencia siguiente: Santa María I, Santa María II y

El Palmar; d/ Proyecto Aguas, abajo de Chixoy; e/ Proyectos en cascada con la secuencia siguiente: Camotán, Jocotán

y Jupilingo; f/ Energía generable anual de proyectos adicionados hidro más geo, y g/ Suma algebraica de los excedentes y faltantes anuales.

Cuadro IV-4

HONDURAS: PROGRAMA DE ADICIONES DE GENERACION Y BALANCE DE ENERGIA ECONOMICA

Proyecto	Tipo	Capacidad (MW)	GWh				Energía embalsable	Costo ^{b/} (millones de dólares)	
			Energía generable		Balance de energía económica a/				
			Año medio	Año seco	Año medio	Año seco			
1986					587	115			
1987					472	-			
1988					352	-120			
1989					225	-247			
1990					92	-380			
1991					-17	-489			
1992					-196	-668			
1993	Turbina a gas	T	25		-334	-826	-	7.5	
1994	Turbina a gas	T	50				-	15.0	
1994	Remolino <u>c/</u>	H	125	550	317	33	-672	556.9	224.7
1995					-137	-842			
1996					-314	-1 019			
1997	Turbina a gas	T	25		-504	-1 209	-	7.5	
1998	Turbina a gas	T	50		-727	-1 432	-	15.0	
1999					-912	-1 617			
2000	Cerro Malín	H	230	1 305	709	182	-1 119	...	584.7
1986-1995			200	550 <u>d/</u>	-	1 057 <u>e/</u>	-	556.9	247.2
1986-2000			335	1 855 <u>d/</u>	-	-1 218 <u>e/</u>	-	-	854.4

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Nota: H = hidroeléctrica; T = turbina a gas.

a/ Calculado como la diferencia entre las disponibilidades de energía hidro más geo y los requerimientos del mercado.

b/ Precios al 30 de junio de 1983.

c/ Proyecto Aguas abajo de El Cajón.

d/ Energía generable anual de proyectos adicionales hidro más geo.

e/ Suma algebraica de los excedentes y faltantes anuales.

Cerro Malín en el año 2000 cuando se generarían excedentes moderados. Bajo el supuesto de hidrología crítica, el sistema eléctrico hondureño sería deficitario de energía económica desde 1988 hasta finales de siglo.

Nicaragua es el tercer país del Istmo que excluiría las centrales térmicas convencionales en su programa de desarrollo eléctrico hasta finales del presente siglo. (Véase el cuadro IV-5.) También, y en forma similar a El Salvador, incluiría una alta proporción de centrales geotermoeléctricas que representan, en términos de potencia instalada, una cuarta parte de las adiciones que por un total de 642 MW se harían en el período 1986-2000. El resto de las centrales serían hidroeléctricas con embalses de regulación importantes, como lo demuestra el hecho de que contarían con una capacidad para embalsar energía superior a los 1 000 GWh.

En lo que concierne a los balances de energía económica, el SIN de Nicaragua resultaría deficitario en lo que resta del presente decenio y principios del próximo, condición que no se superaría sino hasta la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Copalar en 1992. A partir de ese año, se generarían excedentes anuales importantes de energía económica que, con la contribución de la central geotérmica Masaya I y el gran proyecto hidro Tumarín, superarían los 1 400 GWh en el año 2000 y sumarían más de 7 800 GWh en los nueve años considerados. Cabe mencionar que aun en un año hidrológico crítico, el sistema eléctrico de Nicaragua seguiría generando excedentes de energía económica después de que operara el proyecto Copalar ya mencionado y hasta fines del siglo, con excepción del bienio 1995-1996, en el que se requeriría de generación térmica complementaria.

El programa de expansión del sistema eléctrico de Panamá (véase el cuadro IV-6), para los próximos quince años (hasta el año 2000), llegaría a 700 MW concentrados en centrales hidroeléctricas, aunque incluye una carboeléctrica de 150 MW y otra central de ciclo combinado de 68 MW. En los primeros diez años (1986-1995) las adiciones de potencia y energía económica serían mínimas, dado que dos de las tres adiciones hidro consideradas serían unidades de punta. Esta situación cambiaría totalmente en el quinquenio siguiente con la entrada en operación de Esti-Barrigón y Changuinola I, marcando esta última el inicio de la explotación de la cuenca de gran potencial hidro formada por los ríos Changuinola y Teribe en la provincia de Bocas del Toro.

En función del programa de expansión indicado, Panamá dependería en grado importante y de manera continua de sus centrales térmicas convencionales durante todo el período considerado de 15 años, hasta finales de siglo, suponiendo una condición hidrológica media. Estos déficit de energía económica alcanzarían magnitudes apreciables con valores medios anuales de 670 GWh para 1986-1990 y 1 500 GWh para 1991-1995. En condiciones de año hidrológico crítico, estos déficit aumentarían considerablemente, alcanzando un valor anual máximo de unos 2 900 GWh en 1997. La situación anotada podría propiciar la compra de energía económica de países vecinos que, como Costa Rica -tal cual se mencionó anteriormente-, dispondrían de los mayores excedentes exportables en la región del Istmo Centroamericano.

Quadro IV-5

NICARAGUA: PROGRAMA DE ADICIONES DE GENERACION Y BALANCE DE ENERGIA ECONOMICA

Proyecto	Tipo	Capacidad (MW)	Energía generable		Balance de energía económica a/		Energía embalsable	Costo ^{b/} (millones de dólares)
			Año medio	Año seco	Año medio	Año seco		
1986					-665	-762		
1987	Asturias	AB	-	85 ^{c/}	-644	-766	-	35.0
1988	Momotombo II	G	35	264	-473	-595	-	41.4
1989	Río Y-Y	H	27	116			20.9	76.6
1989	Larreynaga ^{d/}	H	40	83	-443	-624	0.2	54.1
1990					-572	-753		
1991	Hoyo I-II	G	70	528	-170	-351	-	148.0
1992	Copalar	H	175	1 115	808	432	561.0	495.4
1993					665	289		
1994					511	135		
1995					343	-33		
1996					167	-209		
1997	Masaya I	G	55	414	394	18	-	124.3 ^{e/}
1998	Tumarín	H	240	1 648	1 894	1 252	381.0	496.3
1999					1 685	1 043		
2000					1 413 ^{g/}	921		
1986-1995			347	2 191 ^{f/}	-640 ^{g/}	-	581.9	850.5
1986-2000			642	4 253 ^{f/}	5 213 ^{g/}	-	381.0	1 471.1
2003	Masaya II	G	55	414	-	-	-	102.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE).

Nota: AB = acumulación por bombeo; G = geotermoelectrica, y H = hidroeléctrica.

a/ Calculado como la diferencia entre las disponibilidades de energía hidro más geo y los requerimientos del mercado.

b/ A precios de junio de 1984.

c/ Energía adicional en las centrales hidroeléctricas Carlos Fonseca y Larreynaga.

d/ Proyecto Aguas Abajo de Centroamérica.

e/ Incluye 26.3 millones de dólares de los estudios de campo de las cinco unidades de Masaya.

f/ Energía generable anual de proyectos adicionados hidro más geo.

g/ Suma algebraica de los excedentes y faltantes anuales.

Cuadro IV-6

PANAMA: PROGRAMA DE ADICIONES DE GENERACION Y BALANCE DE ENERGIA ECONOMICA

Proyecto	Tipo	Capacidad (MW)	GWh				Energía embalsable	Costo ^{b/} (millones de dólares)	
			Energía generable		Balance de energía económica a/				
			Año medio	Año seco	Año medio	Año seco			
1986					-479	-1 142			
1987					-600	-1 263			
1988					-741	-1 404			
1989	Ciclo combinado	T	80	-	-		-	33.3	
1989	Fortuna II	H	-	245 <u>c/</u>	113 <u>c/</u>	-681	-1 476	302.0	58.9
1990	Bayano 3	H	75	-	-	-857	-1 652	-	13.6
1991						-1 044	-1 839		
1992						-1 241	-2 036		
1993	Carboeléctrica	C	150			-1 450	-2 245	-	141.6
1994						-1 671	-2 466		
1995						-1 906	-2 701		
1996	Esti-Barrigón	H	95	525	352	-1 639	-2 607	...	198.3
1997						-1 911	-2 879		
1998	Changuinola I	H	300	1 607	1 180	-593	-1 988	340.9	577.0
1999						-900	-2 295		
2000						-1 230	-2 625		
1986-1995		305	245 <u>d/</u>	-	-	-10 670 <u>e/</u>	-	302.0	247.4
1986-2000		700	2 377 <u>d/</u>	-	-	-17 843 <u>e/</u>	-	642.9	1 022.7
2002	Teribe I	H	237	1 251	810	-	-	128.4	602.4
2004	Tabasará	H	214	983	683	-	-	...	555.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por el Instituto de Recursos Hidráulicos y Energía (IRHE).

Nota: H = hidroeléctrica; G = geotérmica, y T = térmica.

a/ Calculado como la diferencia entre las disponibilidades de energía hidro más geo y los requerimientos del mercado;

b/ A precios de enero de 1985; c/ Energía adicional con presa alta; d/ Energía generable anual de proyectos adicionales hidro más geo, y e/ Suma algebraica de los excedentes y faltantes anuales.

b) Implicaciones regionales de los programas de expansión

En las páginas precedentes se han analizado someramente los programas de expansión de los sistemas eléctricos de cada uno de los seis países del Istmo Centroamericano. Ahora se comentarán, también brevemente, las implicaciones de dichos programas vistos desde la óptica regional. Para ello se considerarán, en primer término y como un todo, el conjunto de los sistemas nacionales en lo concerniente a su comportamiento y a los balances de energía eléctrica económica de sus principales componentes, por una parte, y a las posibilidades de coordinación para lograr un desarrollo armónico y eficiente del agregado regional, por otra; luego se analizarán las inversiones requeridas en materia de adiciones de potencia, así como los costos unitarios de generación resultantes.

Por último, se harán algunas reflexiones sobre las perspectivas de una mayor integración regional en lo que resta del presente siglo que permita aprovechar mejor las ventajas que brinda la interconexión física existente entre los sistemas nacionales.

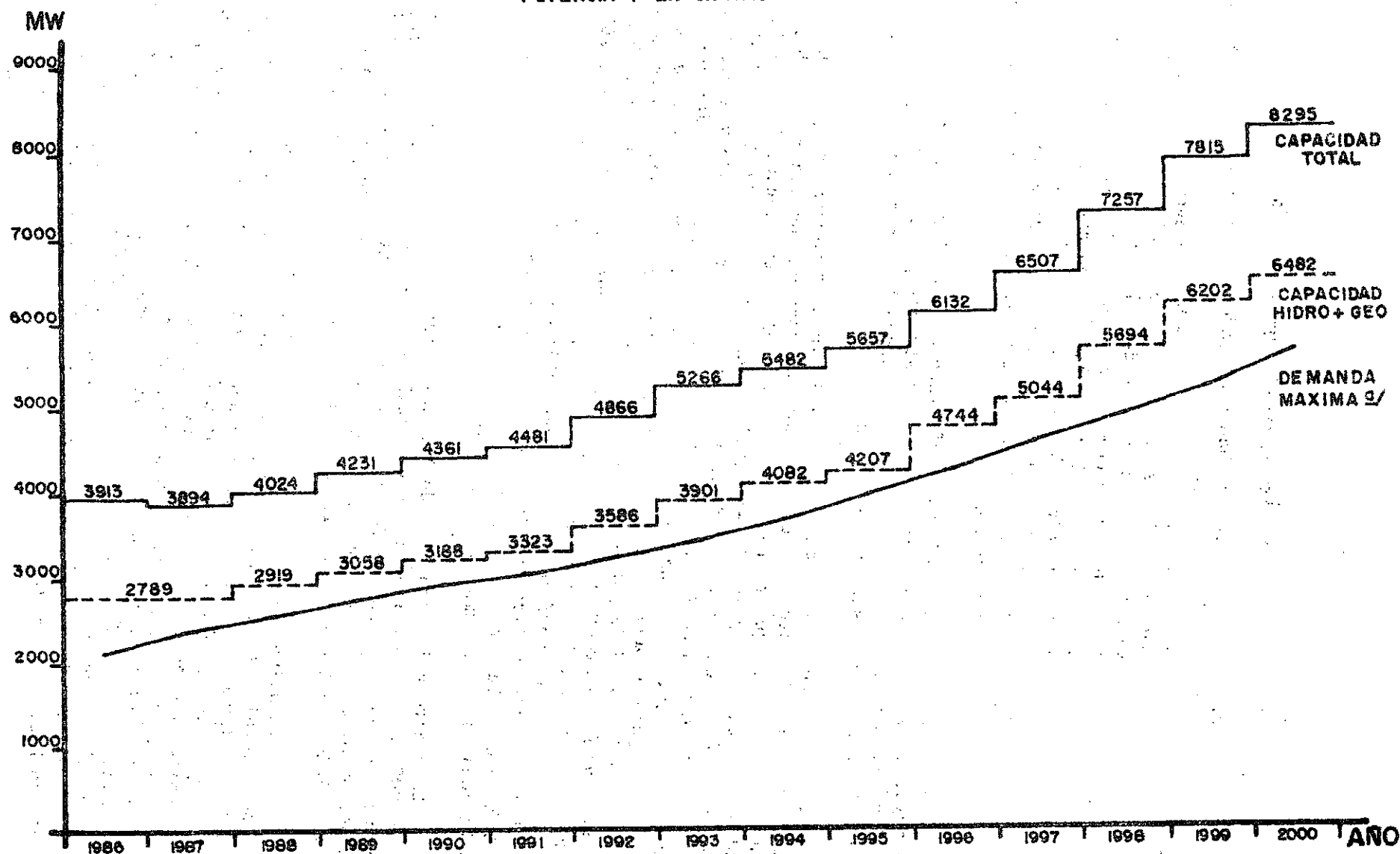
La oferta de energía eléctrica del Istmo Centroamericano para abastecer los requerimientos de sus mercados internos alcanzaría magnitudes considerables en lo que resta del presente siglo. En efecto, la capacidad instalada total se duplicaría -llegando a superar los 8 300 MW hacia el año 2000, de los cuales 6 500 MW (cerca del 80%) serían hidro y geotérmica- y la energía económica (hidro más geo) generable en condición hidrológica media aumentaría en un 150% en los próximos 15 años, llegando a exceder los 32 TWh para el año 2000. En los 15 años analizados entrarían en servicio unos 4 600 MW de potencia adicional, de los cuales unos 3 700 MW, un 80%, serían hidroeléctricos y geotérmicos y representarían 133% y 107%, respectivamente, del incremento neto de la carga máxima no simultánea de la región en dicho período. La incorporación de la potencia hidro y geotérmica indicada implica la adición, siempre para todo el período, de unos 20 TWh de energía económica, equivalentes a un 111% del aumento neto total en la demanda de energía en dicho lapso.

En cuanto a la secuencia de las adiciones de potencia en el período 1986-2000, cada año entrarían en operación nuevos proyectos -con excepción del primer año- variando en forma irregular la magnitud de las incorporaciones anuales aunque con una tendencia creciente, que oscilaría entre un valor mínimo de 130 MW (años 1988 y 1998) y un máximo de 750 MW (año 1998).

Esta relativa irregularidad en la magnitud de las incorporaciones de potencia total y de energía económica -con una mayor concentración de adiciones en algunos lapsos del período- puede verse en los gráficos IV-2 y IV-3. En ellos se representa la evolución futura de la demanda y la oferta en potencia y energía, respectivamente. Ahí se observa que los mayores incrementos en la capacidad instalada -tanto total como hidro y geotérmica- y en la disponibilidad de energía económica para el conjunto de la región se producen en los subperíodos 1992-1993 y en el último quinquenio (1996-2000), particularmente en 1998 cuando entran en servicio 750 MW adicionales (650 MW hidro y geotérmicos) que agregan más de 4 TWh de energía económica con hidrología media.

Gráfico IV-2

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y LA CAPACIDAD INSTALADA

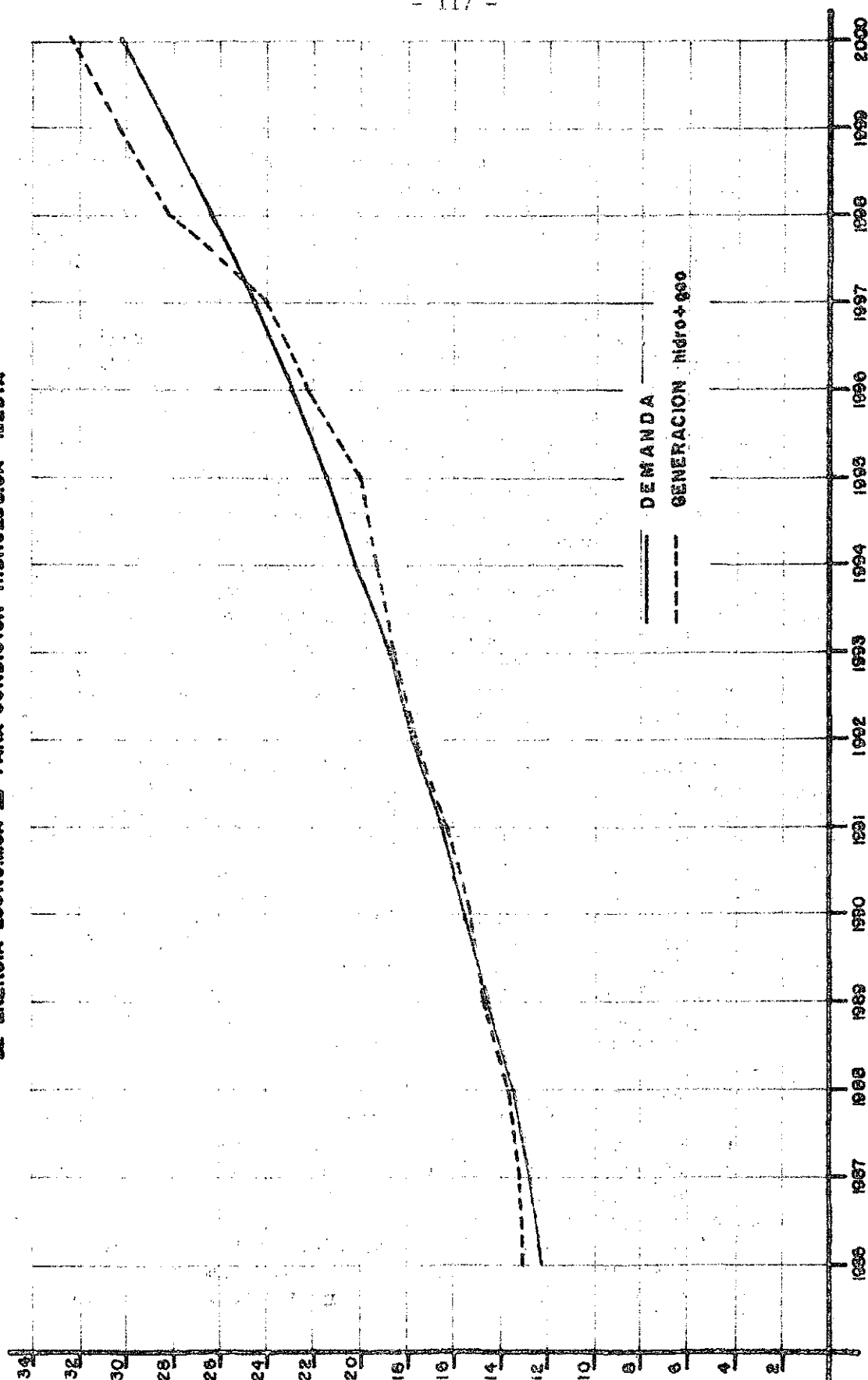


Fuente: CEPAL, sobre información proporcionada por las empresas eléctricas

a/ Suma no simultánea de las demandas máximas de los seis países

Gráfico IV-3

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA Y DE LA GENERACION
DE ENERGIA ECONOMICA $\frac{g}{h}$ PARA CONDICION HIDROLOGICA MEDIA



Fuente: CEPAL, sobre información proporcionada por las empresas eléctricas
 $\frac{g}{h}$ Hidro + gas

Esto conduce a un aparente sobreequipamiento, en términos globales, para la región y sobre todo a excedentes regionales netos de energía económica posteriores a 1998, mientras que en los años anteriores habría déficit. Ello denota algún desequilibrio, desde el punto de vista regional, en la secuencia de adiciones de proyectos principalmente de los hidroeléctricos y geotérmicos.

En efecto, se producirían importantes excedentes regionales de energía económica en 1986 (unos 1.1 TWh) y en 1998-2000 (un promedio de 2.3 TWh anuales), y habría faltantes netos entre 1990 y 1997 por un máximo de unos 1.4 TWh en 1995. Puede apreciarse además en el cuadro IV-7 el comportamiento prácticamente paralelo -al menos hasta 1997- de Guatemala y El Salvador pese a que estarán interconectados entre sí a partir de 1986; muestran ambos, en conjunto, excedentes y faltantes con una tendencia en general complementaria a la de los correspondientes al grupo de los otros cuatro países interconectados entre sí (Panamá, Costa Rica, Nicaragua y Honduras). De ahí la conveniencia de que la interconexión entre ambos grupos se concrete lo antes posible. Asimismo se observa que los importantes excedentes de energía económica en los tres últimos años del período se concentran básicamente en Costa Rica y Nicaragua (87% del excedente total en 1998 y 90% del mismo en 1999 y 2000), presentando superávit que no pueden ser absorbidos totalmente en la región, y conduciendo a los excedentes netos regionales ya señalados para esos años.

Lo comentado en los párrafos precedentes sugiere, en virtud de las magnitudes de energía y potencia señaladas, que la región centroamericana podría optar por dos alternativas básicas, no necesariamente excluyentes para planificar el desarrollo eléctrico. La primera, la que prácticamente se ha venido siguiendo hasta el presente, consistiría en la planificación autónoma de los sistemas nacionales y la posible comercialización de los excedentes con los países cercanos interesados. Esta opción conduciría a la generación anual de excedentes o faltantes regionales importantes de energía económica como los antes mencionados, los cuales surgirían como un resultado colateral de los programas nacionales y estarían sujetos a variaciones con un cierto grado de aleatoriedad en el tiempo, en función de dichos programas y sus sucesivos cambios.

La segunda alternativa a seguir sería la de establecer una coordinación regional efectiva de los planes de desarrollo eléctrico nacionales con miras a minimizar, en la medida de lo factible y conveniente, los excedentes o faltantes regionales de energía económica, lo cual redundaría en ahorros financieros para el grupo regional cuya magnitud estaría en función de las reducciones que se logren hacer. Cabe mencionar que los obstáculos más difíciles a vencer para la realización de los programas de desarrollo eléctrico nacionales, comentados en el acápite anterior, serían precisamente las limitaciones financieras para la mayoría de los países de la subregión.

Cuadro IV-7

ISTMO CENTROAMERICANO: EXCEDENTES Y FALTANTES DE ENERGIA ELECTRICA ECONOMICA^{a/}
EN AÑO HIDROLOGICO MEDIO

(GWh)

	Istmo Centroamericano			Subtotal ^{b/}	Guatemala	El Salvador	Subtotal ^{c/}	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá ^{d/}
	Balance	Excedentes totales	Faltantes totales								
1986	1 108	2 252	-1 144	1 247	484	763	-139	587	-665	418	-479
1987	393	1 637	-1 244	963	387	576	-570	472	-644	202	-600
1988	185	1 399	-1 264	714	342	372	-529	352	-473	333	-741
1989	155	1 279	-1 124	885	377	508	-730	225	-443	169	-681
1990	-443	986	-1 429	552	289	263	-995	92	-572	342	-857
1991	-540	691	-1 231	537	180	357	-1 077	-17	-170	154	-1 044
1992	-43	1 394	-1 437	487	64	423	-530	-196	808	99	-1 241
1993	-199	1 662	-1 861	55	-57	112	-254	-354	665	885	-1 450
1994	-17	1 654	-1 671	453	339	114	-470	-33	511	657	-1 671
1995	-1 359	963	-2 322	-74	205	-279	-1 285	-137	343	415	-1 906
1996	-585	1 368	-1 953	564	161	403	-1 149	-314	167	637	-1 639
1997	-347	2 202	-2 549	-134	-61	-73	-213	-504	394	1 808	-1 911
1998	2 009	3 925	-1 916	-73	523	-596	2 082	-727	1 894	1 508	-593
1999	2 892	5 689	-2 797	-445	540	-985	3 337	-912	1 685	3 464	-900
2000	2 143	4 993	-2 850	-1 350	270	-1 620	3 493	182	1 413	3 128	-1 230

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Energía generable hidro más geo.

b/ Guatemala más El Salvador.

c/ Honduras más Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

d/ Incluye faltante del Area del Canal estimado en 350 GWh por año en todo el período.

/Por su parte,

Por supuesto, se sobreentiende que la coordinación regional mencionada estaría limitada por el grado de autonomía que los sistemas eléctricos nacionales deseen mantener. Sobre el particular, cabe recalcar que en materia de energéticos en general, la región centroamericana es altamente dependiente de los hidrocarburos -situación que se repetiría con el carbón- provenientes del exterior y que la disponibilidad de estos combustibles condicionaría, a su vez, la autonomía de las centrales térmicas que los usan para la generación de electricidad. Se puede decir entonces que la coordinación regional en consideración debería abarcar, en lo que a oferta se refiere, por una parte, las características de las principales centrales generadoras de energía económica, incluyendo los volúmenes embalsables de energía así como la capacidad de regulación de los embalses y, por la otra, las características operacionales de las centrales térmicas comprendida la disponibilidad de los hidrocarburos que éstas requieren. De igual forma, se deberán considerar las variaciones -diarias y estacionales- de las demandas en cada uno de los centros importantes de carga involucrados. La idea sería tratar de aproximarse a un conjunto de sistemas nacionales que, manteniendo grados de autonomía razonables, logren complementar sus demandas y ofertas con economías importantes para todos los países participantes. Cabe mencionar que las empresas eléctricas del Istmo han iniciado gestiones ante el Banco Interamericano de Desarrollo con el fin de obtener asistencia financiera para estudios relativos a las posibilidades de coordinación regional de sus sistemas eléctricos.

c) Aspectos económico-financieros

En lo que concierne a los aspectos económico-financieros de los programas de desarrollo de la capacidad de generación propuestos para los SIN de los países del Istmo Centroamericano, se consideran, en su orden, las inversiones totales y unitarias (dólar/kW) por tipo de generación y los costos de generación (ctvs. dólar/kWh) correspondientes a la energía denominada económica, hidro y geotermoelectricidad.

Las inversiones requeridas por los programas de expansión 1986-2000 alcanzan cerca de 6 700 millones de dólares para el Istmo Centroamericano, oscilando entre un mínimo de unos 640 millones de dólares para Guatemala y un máximo de 1 500 millones para Nicaragua. La mayor parte se concentra en los proyectos hidroeléctricos -un 74% del total regional- y el resto se distribuye entre las centrales geotérmicas y térmicas de combustibles fósiles -16% y 10% respectivamente- indicando la continuación del esfuerzo de las empresas eléctricas nacionales para desarrollar los recursos energéticos naturales de sus respectivos países. (Véase el cuadro IV-8.)

Conviene señalar que las magnitudes indicadas corresponden únicamente a los requerimientos de inversión de los programas de adiciones de generación en los SIN y no constituyen, por lo tanto, las inversiones totales que precisa el subsector eléctrico en el período analizado, ya que no se incluyen las necesarias para transmisión y distribución. Por otro lado, también cabe aclarar que los montos de inversión quinquenales presentados en el cuadro IV-8 son solamente indicativos de una secuencia temporal y no constituyen un verdadero cronograma de inversiones, debido a que éstos se cargaron totalmente al año en que el proyecto entra en operación ya que no se contó con información de los cronogramas de inversión individuales de cada proyecto; además, algunos de los proyectos que entran en servicio en los primeros años del período analizado se encuentran en construcción y por consiguiente ya se desembolsó con anterioridad a 1986 parte de las inversiones correspondientes, así como también en los últimos años del período deberá iniciarse la construcción de algunos proyectos cuya incorporación está prevista en fecha posterior al año 2000 y que demandarán inversiones que no están incluidas.

En todo caso puede apreciarse que los requerimientos de inversión se incrementan, en general, hacia el último quinquenio del período, en concordancia con un crecimiento levemente mayor de la demanda -supuesto en varios de los países ante expectativas de una mayor recuperación económica a largo plazo- y con una mayor concentración de las adiciones de proyectos en dicho quinquenio ya comentada.

Respecto de los costos unitarios de inversión, las hidroeléctricas y geotérmicas resultarán más caras que las térmicas como es de esperarse. Para las hidroeléctricas, en general, oscilarían dentro de un amplio rango de 1 000 y 3 000 dólares por kilovatio instalado, correspondiendo, en términos generales, los menores valores medios a El Salvador y

ISTMO CENTROAMERICANO: INVERSION TOTAL Y UNITARIA, Y COSTOS DE OPERACION UNITARIOS
DE LAS ADICIONES EN PLANTAS HIDROELECTRICAS Y GEOTERMICAS POR PAISES

	Adiciones 1986-1990					Adiciones 1991-1995					Adiciones 1996-2000				
	MM	GWh/a	Inversiones		Operación Cent/dólares	MM	GWh/a	Inversiones		Operación Cent/dólares	MM	GWh/a	Inversiones		Operación Cent/dólares
			Millones de dólares	MM				Millones de dólares	MM				Millones de dólares	MM	
Total	689	2 031	708.9	1 430	3.6	1 231	4 954	1 895.9	1 540	4.7	2 675	12 087	4 069.1	1 521	3.1
Hidroeléctricas	249	946	404.7	1 625	4.4	771	3 343	1 280.4	1 681	5.1	2 030	10 516	3 222.5	1 587	3.1
Geotérmicas	180	1 085	270.9	1 693	2.9	236	1 611	449.7	1 914	3.3	220	1 571	382.3	1 738	2.9
Térmicas	80	-	33.3	416	-	225	-	165.8	737	-	425	-	464.3	1 092	-
Costa Rica	152	723	245.5	1 615	3.7	210	1 139	274.4	1 307	2.5	714	4 188	798.3	1 118	2.8
Hidroeléctricas	97	373	147.0	1 515	4.0	210	1 130	274.4	1 307	2.5	658	3 838	701.3	1 064	2.8
Geotérmicas	55	350	98.5	1 791	3.3	-	-	-	-	-	55	350	97.0	1 764	3.3
Térmicas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Salvador	55	381	99.3	1 806	3.2	300	1 098	243.6	1 145	3.6	740	1 302	825.3	1 115	3.0
Hidroeléctricas	-	-	-	-	-	135	15	45.6	338.9	-	390	1 302	385.2	988	3.0
Geotérmicas	55	381	99.3	1 806	3.2	165	1 083	298.0	1 806	3.2	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	350	-	440.1	1 257	-
Guatemala	25	154	46.1	1 844	3.1	126	524	211.0	1 675	4.1	226	1 098	381.3	1 731	3.8
Hidroeléctricas	10	44	15.4	1 540	3.6	126	524	211.0	1 675	4.1	116	291	223.4	1 926	7.8
Geotérmicas	15	110	30.7	2 047	3.3	-	-	-	-	-	110	807	157.9	1 435	2.3
Térmicas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

/(Continúa)

- 124 -
Cuadro IV-8 (conclusión)

	Adiciones 1986-1990					Adiciones 1991-1995					Adiciones 1996-2000				
	MW	GWh ^a	Inversiones		Operación Cent/dólar kWh	MW	GWh ^a	Inversiones		Operación Cent/dólar kWh	MW	GWh ^a	Inversiones		Operación Cent/dólar kWh
			Millones de dólares	Dólares/ kW				Millones de dólares	Dólares/ kW				Millones de dólares	Dólares/ kW	
Honduras	-	-	-	-	-	200	550	265.8	1 329	4.5	305	1 305	652.8	2 140	4.9
Hidroeléctricas	-	-	-	-	-	125	550	241.6	1 933	4.5	230	1 305	628.6	2 733	4.9
Geotérmicas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-	75	-	24.2	323	-	75	-	24.2	323	-
Nicaragua	102	548	212.2	2 080	4.1	245	1 643	659.5	2 692	4.3	295	2 062	636.1	2 156	4.1
Hidroeléctricas	67	284	169.8	2 534	6.1	175	1 115	507.8	2 902	4.7	240	1 648	508.7	2 120	4.2
Geotérmicas	35	264	42.4	1 211	1.9	70	528	151.7	2 167	3.4	55	414	127.4	2 316	3.6
Térmicas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Panamá	155	245	105.8	683	3.0	150	-	141.6	944	-	395	2 132	775.3	1 963	3.7
Hidroeléctricas	75	245	72.5	967	3.0	-	-	-	-	-	395	2 132	775.3	1 963	3.7
Geotérmicas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Térmicas	80	-	33.3	416	-	150	-	141.6	944	-	-	-	-	-	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por las empresas.

Nota: A precios de diciembre de 1984 (5% de escalonamiento anual).

a/ Energía generable en año medio.

b/ Comprende solamente proyectos hidroeléctricos y geotérmicos.

c/ Corresponde al costo marginal de las unidades adicionales de Cerrón Grande, cuya ampliación es la única obra hidro del quinquenio.

/Costa Rica,

Costa Rica, los intermedios a Guatemala y Panamá y los más altos, a Honduras y Nicaragua. Cabe aclarar que en términos generales los costos unitarios más bajos en el cuadro en referencia corresponden a la adición de potencia de punta en centrales hidro. Las centrales geotérmicas resultarían con una inversión media para la región de alrededor de 1 800 dólares/kW variando entre 1 500 y 2 300 dólares/kW para los cuatro países -se exceptúan Honduras y Panamá- donde no han sido programadas. Las térmicas convencionales corresponden, por una parte, a carbouléctricas con inversiones unitarias de unos 1 000 dólares/kW y turbinas de gas a razón de 300 dólares/kW.

Para estimar los costos de generación, se utilizó una primera aproximación sobre la base de un costo anual de recuperación del capital invertido -suponiendo 20 años para las térmicas convencionales y las geotérmicas y 40 años para las hidroeléctricas, así como un interés anual del 10%-; la energía generable en un año hidrológico medio para las centrales hidroeléctricas y un factor de planta de 80% para las centrales geotérmicas, admitiendo este costo de capital como costo total. Los costos anteriores excluyen, por consiguiente, los costos de operación de las centrales que, para propósitos de comparaciones preliminares, se pudieran estimar en alrededor de un centavo de dólar por kWh generado por centrales hidroeléctricas y entre dos y tres centavos para las térmicas, no disponiéndose de información para las geotérmicas.

Los costos medios así calculados varían en general entre 2.5 a 4.5 centavos de dólar por kWh generable en año medio para las hidroeléctricas y oscilan alrededor de los tres centavos de dólar por kWh para las plantas geotérmicas. (Véase de nuevo el cuadro IV-8.) Si se comparan estos costos medios con el costo medio de combustible de las plantas térmicas existentes -que como se indicó en el capítulo anterior se encuentran en niveles medios de seis a siete centavos de dólar por kWh para los países del Istmo Centroamericano- se concluye que continúa siendo económicamente ventajoso instalar nuevas plantas hidroeléctricas y geotérmicas antes que nuevas centrales termoeléctricas convencionales o tan siquiera operar las existentes. Sin embargo, esta ventaja económica puede resultar difícil de aprovechar en su totalidad debido a las serias dificultades para obtener financiamiento de las inversiones necesarias para los programas de expansión previstos, las que, como ya se ha comentado, son de una magnitud considerable.

En efecto, en el capítulo anterior se comentó la delicada situación financiera que muestran actualmente, en mayor o menor grado, casi todas las empresas eléctricas de la región, lo que condiciona en gran medida la ejecución de los programas previstos e introduce restricciones importantes en este sentido, al menos para el corto y mediano plazos.

Puede estimarse que, al menos en los próximos años, la mayoría de las empresas que están a cargo del subsector, quizás con la sola excepción del IRHE, tendrán serias dificultades para satisfacer los requerimientos financieros de sus programas de construcción, cubriéndolos mínimamente

/luego

luego de atender al servicio de la deuda pudiendo inclusive ser insuficiente en algunos casos la generación interna de caja para pagar en su totalidad dicho servicio. En consecuencia, los mencionados organismos de electrificación deberán buscar la forma de cubrir la brecha financiera a fin de evitar mayores postergaciones o detención de las obras, lo que podría causar un desabastecimiento de la demanda en cantidad y calidad. Cubrir totalmente el déficit financiero mediante incrementos tarifarios no parece viable en virtud de las condiciones económicas y sociales prevalecientes en general en los países de la región, de modo que por esta vía sólo se podría ajustar parcialmente dicho déficit. Sólo quedaría la alternativa de recurrir a refinanciar la deuda o adquirir nuevos préstamos en mejores condiciones, ya que los gobiernos no se encuentran tampoco en condiciones de resolver el problema mediante aportes directos. Sin embargo, para esto también puede haber problemas debido al elevado índice de endeudamiento que presenta actualmente la mayoría de las empresas de la región que dificultaría la obtención de nuevos préstamos.

Estos problemas que deberán afrontar las empresas eléctricas para ejecutar los planes de inversión previstos y mantener una adecuada calidad del servicio refuerzan la conveniencia de aprovechar integral y racionalmente la infraestructura eléctrica existente en la región, utilizando al máximo las posibilidades de intercambio de energía que brinda la interconexión existente y futura, tal como se analizará en el capítulo siguiente.

V. POSIBLES INTERCAMBIOS DE ENERGIA ELECTRICA ECONOMICA ENTRE PAISES EN UN FUTURO PREVISIBLE

Se analizan en este capítulo los posibles intercambios de energía eléctrica económica -hidro y geo- que podrían efectuarse entre los países del Istmo Centroamericano durante las estaciones seca y lluviosa -en un año de hidraulicidad media y crítica- de cumplirse las proyecciones de demanda y los programas de expansión elaborados por las empresas nacionales de electrificación, ya descritos en el capítulo anterior. Se llega a conclusiones generales acerca de las características de tales intercambios o flujos posibles, como origen y destino, estacionalidad, volumen absoluto y relativo, implicaciones de la interconexión de Guatemala y El Salvador con el resto de la región, ahorro en combustible resultante y algunos posibles problemas operativos. Para ello se estiman y analizan previamente los excedentes y faltantes estacionales de energía económica en cada uno de los países. El período de estudio va de 1986 a 1995, considerando todos los años consecutivos hasta 1990 y posteriormente los años 1993 y 1995.

1. Excedentes y faltantes estacionales de energía económica a nivel de países

El cálculo de los excedentes y faltantes de energía eléctrica económica de cada país se realizó simulando, en forma sencilla y aproximada, la operación de cada uno de los sistemas interconectados nacionales utilizando curvas integrales de carga estacionales. En términos más específicos, se colocaron en la base las centrales hidráulicas de pasada y las geotérmicas, mientras que en el resto de la curva se ubicaron las hidroeléctricas cuya generación pudiese ser objeto de regulación. Así, fue posible identificar la magnitud de los excedentes y faltantes y su ubicación en la parte de la curva de carga donde ocurren. También se analizó la posibilidad de cubrir los faltantes con las plantas térmicas disponibles en función de sus características operacionales y de su mayor eficiencia.

Aunque existe cierta diversidad respecto de los meses en que ocurren las variaciones estacionales, de los regímenes hidrológicos, como puede verse en el cuadro V-1, a efectos de simplificar el análisis, se establecieron períodos comunes semestrales para estimar los posibles flujos eléctricos entre países. Se adoptó como estación lluviosa la comprendida entre mayo y octubre, que coincide solamente con las de Nicaragua y El Salvador. Guatemala fue el único país para el cual se contó con cifras de energía generable hidroeléctrica a nivel mensual. El ajuste adoptado en los otros países al período semestral se hizo suponiendo que la generación de noviembre y la de diciembre eran iguales al promedio ponderado de la energía media mensual de cada estación, donde los

/Cuadro V-1

Cuadro V-1

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTACIONALIDAD REAL DE LOS PAISES
Y CRITERIO COMUN ADOPTADO

	Estación lluviosa		Estación seca	
	Meses	Número	Meses	Número
Costa Rica	junio-diciembre	7	enero-mayo	5
El Salvador	mayo-octubre	6	noviembre-abril	6
Guatemala	junio-noviembre	6	diciembre-mayo	6
Honduras	junio-noviembre	6	diciembre-mayo	6
Nicaragua	mayo-octubre	6	noviembre-abril	6
Panamá	mayo-diciembre	8	enero-abril	4
Criterio regio- nal adoptado	mayo-octubre	6	noviembre-abril	6

ponderadores están definidos por el número de meses que comprende cada una. En las centrales hidroeléctricas con embalses de gran capacidad de regulación -como es el complejo Arenal-Corobici-Sandillal en Costa Rica- se mantuvo su generación en la estación lluviosa al mínimo necesario para no requerir generación térmica con miras a tener mayores excedentes exportables en la estación seca siguiente, período en el cual se tendría mayor necesidad de éstos en países deficitarios en energía económica. Cuando resultasen faltantes de energía económica en países con suficiente capacidad de regulación -Costa Rica, Honduras y Panamá a partir de la entrada en operación de la presa alta de Fortuna- se supuso que éstos se repartirían uniformemente durante todo el año con miras a permitir un mejor uso de las centrales térmicas más eficientes.

Las proyecciones de demanda de energía y potencia estacionales se calcularon a partir de las cifras anuales, comentadas en el capítulo anterior. Para los períodos estacionales comunes se utilizó la estructura mensual indicada en el estudio regional de interconexión eléctrica ERICA.^{17/} Para la simulación de la operación se tomó la condición hidrológica media como base para el posterior análisis de posibles intercambios de energía eléctrica entre países. En adición, se realizó también la simulación para un año seco (probabilidad de uno cada veinte años) con fines de ilustrar sus implicaciones a nivel nacional y regional. Cabe mencionar que la ocurrencia conjunta de la misma hidrología para toda la región, supuesta para este trabajo, es menos probable que en un solo país.

Los resultados obtenidos en términos de excedentes y faltantes de energía económica (véanse más adelante los gráficos V-1 y V-2) y un análisis por país se reúnen a continuación. En el anexo se presenta un resumen de la metodología de simulación utilizada y detalles de los cálculos para hidrología media y seca.

a) Costa Rica

En años de hidraulicidad media se tendrían siempre excedentes de energía económica que oscilarían generalmente entre los 200 y 400 GWh, aunque en 1993 alcanzarían unos 900 GWh con la entrada en operación del proyecto Angostura. Como ya se mencionó, se supuso que tales excedentes se producirían en el semestre seco debido a la gran capacidad de regulación del complejo Arenal-Corobici-Sandillal.

En la condición probable de año seco se presentarían siempre faltantes de energía económica, dentro de un amplio rango de variación

^{17/} CEPAL, Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano, (E/CEPAL/CCE/SC.5/135) (CCE/SC.5/GRIE/VIII/3), septiembre de 1980.

(entre 50 y 500 GWh). Como también se mencionó anteriormente, se supuso que éstos se repartirían uniformemente durante todo el año para facilitar una mejor utilización de las centrales térmicas más eficientes que son, en Costa Rica, las plantas diesel lentas que consumen combustóleo -Colima y Moín-, y cuya capacidad de generación casi siempre excedería los requerimientos de la térmica, de presentarse un año crítico.

b) El Salvador

El sistema de generación de El Salvador tiene una marcada estacionalidad en sus excedentes y faltantes de energía económica debido fundamentalmente a que el mayor proyecto hidroeléctrico -15 de Septiembre, con 180 MW, ubicado aguas abajo de las otras tres centrales en cascada que existen sobre el Río Lempa- prácticamente no tiene capacidad de regulación para los grandes caudales adicionales provenientes del tramo intermedio no regulados que recibe en la estación lluviosa.

Si se considera hidrología media, siempre se contaría con sobrantes en la época de lluvias, aunque con una tendencia decreciente variando entre 500 y 300 GWh de 1986 a 1993; en la estación seca sólo ocurrirían durante los próximos cuatro años (hasta 1989) y en cantidades bastante menores; luego se tendrían déficit, que en 1995 llegarían a unos 400 GWh. Estos dejarían de producirse al año siguiente con la entrada en operación de la central El Tigre, de carácter internacional.

De presentarse años críticos, seguiría habiendo excedentes en la estación lluviosa, pero sólo hasta 1992, llegando a unos 200 GWh en algunos años del período; en la estación seca, el déficit ocurriría a partir de 1988.

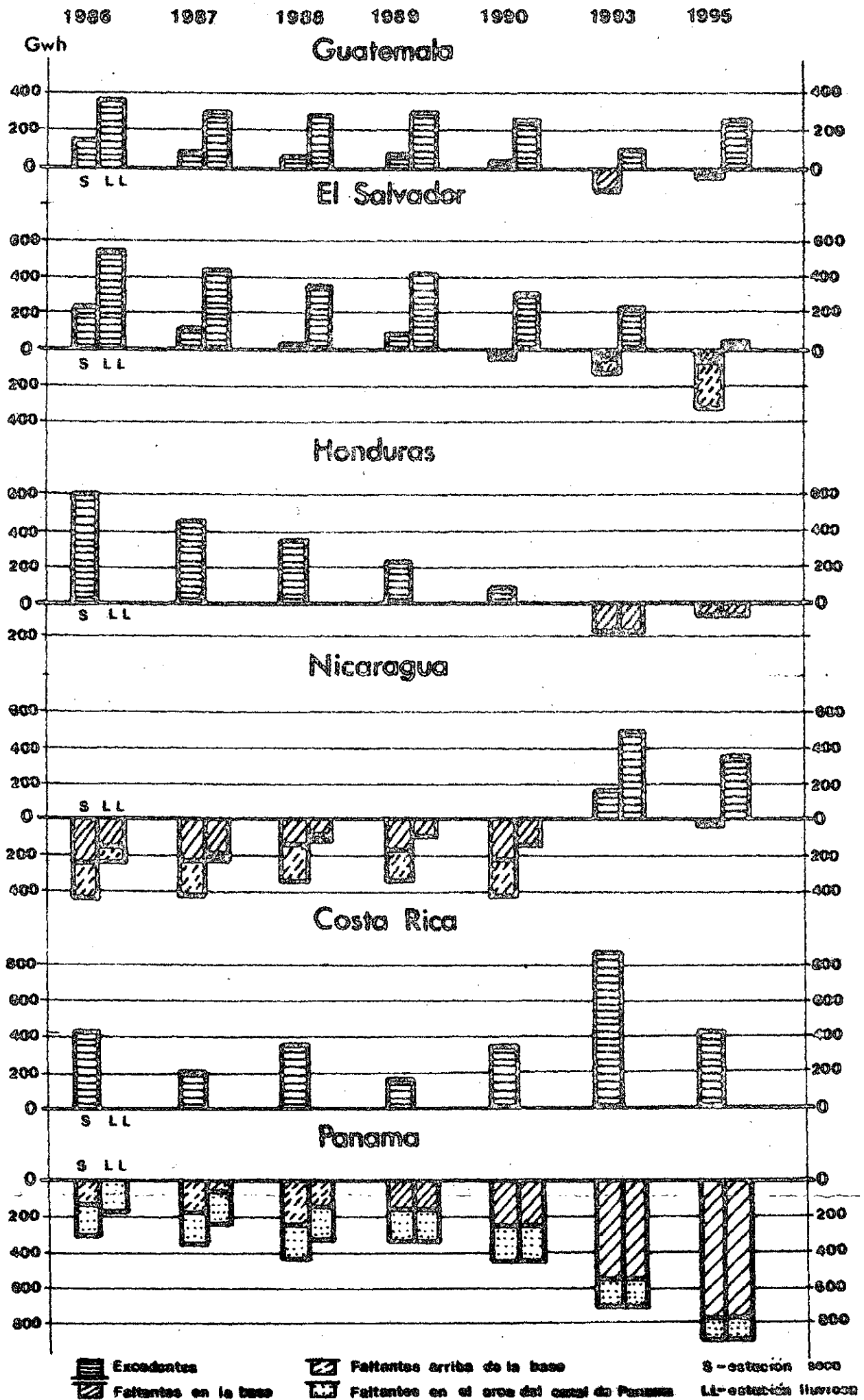
Cabe mencionar que las adiciones de energía económica corresponden a proyectos geotérmicos -las adiciones hidro corresponden a potencia de punta- por lo cual el desbalance estacional inicial se mantiene en todo el período analizado, a la vez que los déficit se van concentrando cada vez más fuera de la base.

c) Guatemala

En un año hidrológico medio el balance estacional sería muy similar al obtenido para El Salvador, aunque con menores excedentes y distribuidos más uniformemente a través del tiempo. En la estación lluviosa existirían siempre sobrantes de alrededor de 300 GWh, salvo 1991-1993, lapso en donde serían menores. En la estación seca se producirían faltantes a partir de 1991, llegando a un máximo de 150 GWh dos años después.

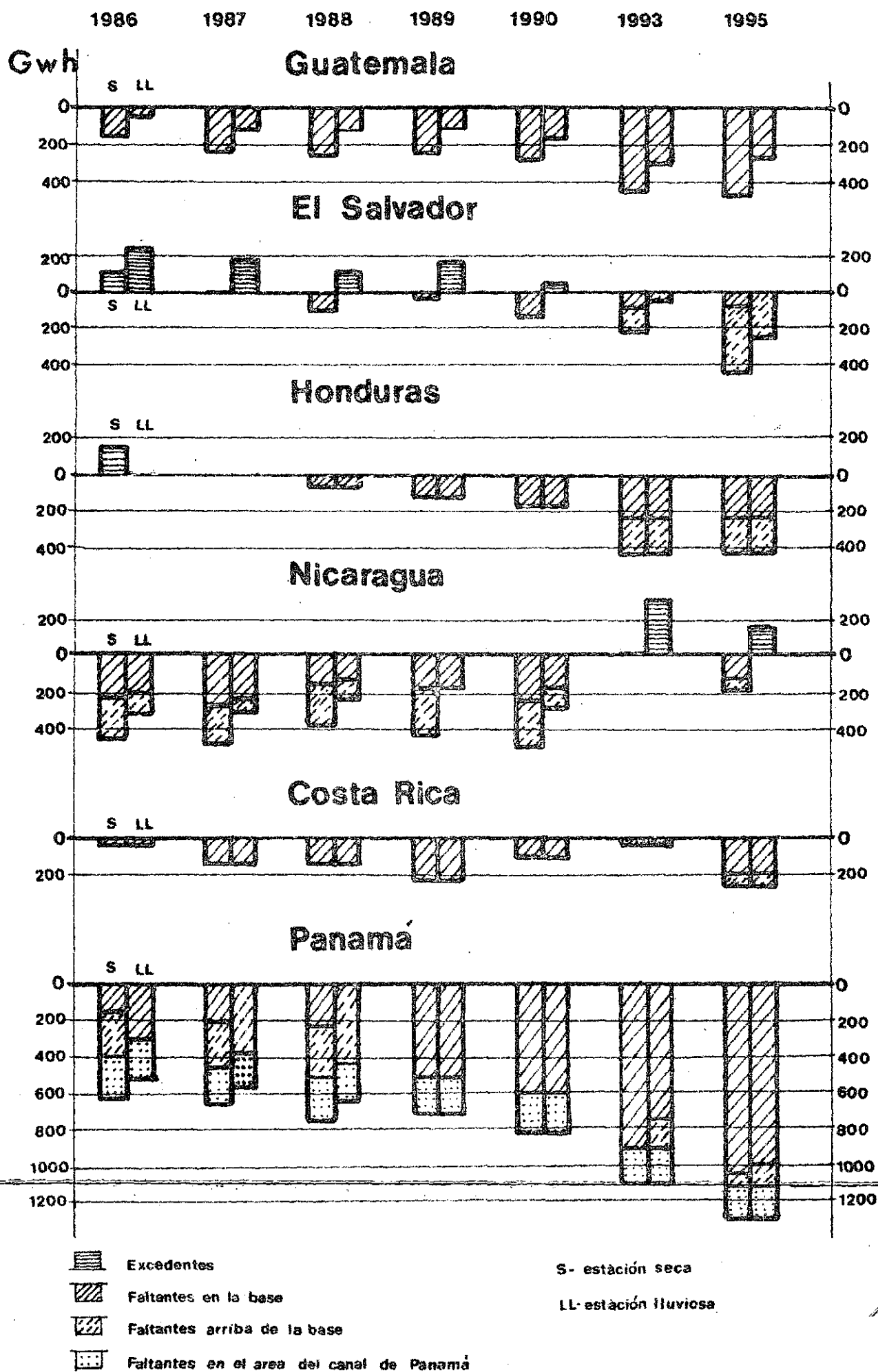
Si se considera un probable año crítico, a diferencia del otro país mencionado, el sistema eléctrico resultaría siempre deficitario en energía económica, con faltantes crecientes que irían de menos de 200 a

GRAFICO V 1
ISTMO CENTROAMERICANO: Excedentes y faltantes de energía económica para un año de hidrología media



Fuente: CEPAL sobre la base de información proporcionada por empresas eléctricas.

GRAFICO V-2 ISTMO CENTROAMERICANO: Excedentes y faltantes de energía económica para un año de hidrología seca



Fuente : CEPAL en base a información de empresas eléctricas

1000 500 GWh

casi 500 GWh, exclusivamente en lo concerniente a la estación seca, correspondiendo esto último a aproximadamente dos tercios del déficit anual, salvo en 1986 cuando sería aún mayor.

Las diferencias estacionales se deben principalmente a que en la mayor central hidroeléctrica (Chixoy) la energía generable sería básicamente uniforme durante todos los meses del año (sólo cuenta con embalse para 330 de los 1 570 GWh que genera en un año medio). Esto no le permite uniformar la generación marcadamente estacional del resto de las centrales hidráulicas existentes o futuras, que tienen muy poca o ninguna capacidad de regulación. Así por ejemplo, en Aguacapa, la segunda central en importancia, la estructura semestral de generación sería de un 60% en la estación de lluvias. Las diferencias estacionales también se deben, aunque en menor medida, a una concentración ligeramente mayor del consumo en el semestre seco.

d) Honduras

Si se consideran hidraulicidades medias, la central hidroeléctrica El Cajón (292 MW) permite disponer de considerables excedentes de energía económica durante los próximos cinco años, con una tendencia decreciente que parte de un máximo de 600 GWh de 1991 en adelante habría faltantes, excepto en 1994 por la introducción de Remolino, el único proyecto hidroeléctrico previsto en el plan de expansión en el período 1986-1995. De ocurrir años secos, sólo se producirían sobrantes durante 1986 (100 GWh) y los faltantes alcanzarían un máximo de 800 GWh en 1993. Cabe mencionar que prácticamente todas las centrales hidroeléctricas hondureñas poseen gran capacidad de regulación lo cual permitiría generar todos los excedentes en el semestre adoptado como seco.

Las centrales térmicas más eficientes -La Ceiba y Puerto Cortés- tienen capacidad para generar poco más de 200 GWh en cada semestre, por lo cual podrían cubrir los faltantes de energía económica en año medio durante el período analizado. A partir de 1991 y en posibles años secos, se requeriría adicionalmente de un apoyo considerable de las centrales térmicas menos eficientes. De 1991 a 1993 se presentaría un pequeño déficit de potencia que requeriría el uso de turbinas de gas para generar en el pico. Después del último año analizado (1995), el déficit de energía económica seguiría creciendo, dado que no se prevé sino hasta el año 2000 la incorporación del siguiente proyecto hidroeléctrico (Cerro Malín).

e) Nicaragua

El sistema eléctrico nicaragüense resultaría fuertemente deficitario de energía económica hasta 1991 para ambas hidrologías; sin embargo, a partir del año siguiente contaría con excedentes apreciables gracias a la entrada en operación de la hidroeléctrica Copalar (175 MW). Se

/presentaría

presentaría una clara estacionalidad en su balance de energía económica a causa de un conjunto de factores, entre los que destacan un consumo algo mayor en el semestre seco (54% del total anual), y la generación más alta en la época de lluvias de la central Carlos Fonseca, producto de los caudales adicionales no regulados que recibiría en tal estación.

En el período mencionado, los faltantes de energía económica en estación seca serían del orden de 400 GWh en un año medio y sólo ligeramente superiores en año crítico, y se presentarían en cantidades más o menos iguales entre base y semibase. Lo anterior es un reflejo de la considerable participación que tendría la energía geotérmica, cuya generación serviría para cubrir demanda de base. En el semestre de lluvias y de presentarse un año crítico, los faltantes se aproximarían a la mitad de los ocurridos en la estación seca, o aun inferiores si se considera un año medio.

Por otro lado, los excedentes de energía económica que se tendrían a partir de 1992 decrecerían en los años siguientes al no entrar en operación nuevos proyectos hidroeléctricos o geotérmicos. Considerando hidrología media, durante la estación lluviosa se dispondría de casi 600 GWh en el año mencionado que disminuirían a 350 GWh en 1995; en el semestre seco los excedentes pasarían de 200 GWh a cero en tales años. Aun considerando un año crítico se tendrían excedentes en el período 1992-1995 antes mencionado, aunque limitados a la estación lluviosa.

f) Panamá

En el sistema eléctrico de Panamá existirían faltantes de energía económica durante todo el período analizado (1986-1995), que crecerían aceleradamente. Así, de 100 GWh que se tendrían en 1986 se llegaría a unos 1 500 en 1995 en un año hidrológico medio, y de 700 GWh a 2 200 en años críticos durante el mismo período. Las cifras menores durante los primeros años reflejan la disminución de requerimientos de generación térmica que se produjo por la entrada en operación de la central hidroeléctrica Fortuna (300 MW), en 1984; las cifras elevadas de los últimos años se deben a que en el programa de adiciones de generación no se presume la incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas sino hasta después de 1995, en tanto que está prevista la entrada en operación de una carboeléctrica de 150 MW en 1993 que, según el concepto empleado en este trabajo, no se considera como generadora de energía económica.

De 1986 a 1988 se tendrían en el semestre seco unos 100 GWh más de faltantes que en el lluvioso, ya que la central Fortuna antes mencionada prácticamente no tendría embalse y el proyecto hidroeléctrico Bayano estaría regulando el sistema al tope de sus posibilidades. En los años siguientes, la operación del sistema sería tal que los faltantes se darían en cantidades similares en ambos semestres, al contarse

/con el

con el embalse de regulación correspondiente a la segunda etapa del proyecto Fortuna; en este caso, la central Bayano tendría igual generación en ambas estaciones, aunque con posibilidad de transferir a la estación seca de 100 a 200 GWh adicionales, según se trate de un año crítico o uno medio.

Además de los faltantes mencionados, se estimó para el área del Canal un déficit de energía económica de 350 GWh en un año medio, y de 450 GWh, de producirse un año crítico en todo el período analizado, y distribuidos en partes iguales en cada semestre.

2. Análisis de posibles flujos de energía eléctrica entre países

Con base en los excedentes y faltantes descritos puede decirse que, en términos generales, el panorama de intercambios posibles de energía se muestra muy atractivo, en las condiciones supuestas de año medio, debido principalmente a la complementariedad que existiría entre la demanda y la oferta eléctrica de los países involucrados, tanto a nivel estacional en un año dado como en su desarrollo a través del tiempo. De esta manera, si se divide el período de análisis en dos quinquenios, en el primero (1986-1990) Nicaragua y Panamá serían deficitarios de energía económica -especialmente en el semestre seco-, mientras que el resto contaría con excedentes; en Guatemala y El Salvador los excedentes están marcadamente concentrados en estación lluviosa, en tanto que en Honduras y Costa Rica ocurrirían en la estación seca por la sobrerregulación supuesta. En el segundo lustro (1991-1995), Honduras y Nicaragua cambiarían sus papeles -el primero se transformaría en deficitario y el segundo contaría ya con sobrantes-; en Panamá aumentarían significativamente los faltantes; se acrecentarían en Costa Rica sus excedentes -que se generarían en la estación seca, en contraste con los de Nicaragua-, y Guatemala y El Salvador tendrían déficit en el semestre seco y superávit en el lluvioso. (Véase el cuadro V-2.)

A nivel de la región, se producirían, como ya se comentó en el capítulo IV, en el período 1986-1995, y en condición hidrológica media, excedentes netos anuales a partir de 1986, los que irían decreciendo hasta 1989 pasando a ocurrir faltantes netos desde 1990 hasta el final del lapso indicado. Estos excedentes estarían mayormente concentrados en la estación lluviosa, con excepción de 1986 cuando sería a la inversa, mientras que los faltantes netos de la región se producirían en mayor proporción en la estación seca de los años correspondientes. Cabe señalar que el año 1989 presentaría una situación particular, ya que se produciría en la estación seca un déficit neto regional que debería cubrirse con térmica, y en la estación lluviosa un excedente neto que no podrían compensarse entre sí por estar los grandes embalses en los límites de su capacidad de regulación. Este excedente de estación lluviosa no podría aprovecharse, derramándose, por lo tanto, una cantidad de energía mayor que el balance neto anual de la región. Cabe mencionar que los excedentes regionales netos representan siempre un desperdicio del recurso agua, mientras que un déficit que implica generación térmica puede resultar económicamente justificado. Es importante señalar que, en la simulación de la operación autónoma de los sistemas nacionales y en el caso de los proyectos de gran capacidad de regulación, se ha considerado su mejor manejo para complementar los déficit de energía económica en países vecinos.

Con miras a disponer de una primera estimación de los posibles flujos entre países, se realizó una simulación simplificada de los mismos bajo los supuestos de ocurrencia simultánea de año hidrológico medio en todos los países del área, y de la existencia de sistemas de transmisión adecuados para el transporte de energía entre países a niveles de tensión

Cuadro V-2

ISTMO CENTROAMERICANO: EXCEDENTES Y FALTANTES ESTACIONALES DE ENERGIA
ELECTRICA ECONOMICA, POR PAISES Y SUBREGIONES,
PARA AÑO HIDROLOGICO MEDIO

	Total	Subtotal ^{a/}	Guatemala	El Salvador	Subtotal ^{b/}	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>1986</u>									
Seca	638	358	136	222	280	587	-431	418	-294
Lluviosa	470	889	348	541	-419	-	-234	-	-185
<u>1987</u>									
Seca	110	213	86	127	-103	472	-423	202	-354
Lluviosa	283	750	301	449	-467	-	-221	-	-246
<u>1988</u>									
Seca	6	86	62	24	-80	352	-341	333	-424
Lluviosa	179	628	280	348	-449	-	-132	-	-317
<u>1989</u>									
Seca	-123	169	78	91	-292	225	-345	169	-341
Lluviosa	278	716	299	417	-438	-	-98	-	-340
<u>1990</u>									
Seca	-410	-	33	-33	-410	92	-415	342	-429
Lluviosa	-33	552	256	296	-585	-	-157	-	-428

/(Continúa)

Cuadro V-2 (Conclusión)

	Total	Subtotal ^{a/}	Guatemala	El Salvador	Subtotal ^{b/}	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>1993</u>									
Seca	-122	-264	-144	-120	142	-177	159	885	-725
Lluviosa	-77	319	87	232	-396	-177	506	-	-725
<u>1995</u>									
Seca	-1 006	-384	-65	-319	-622	-69	-15	415	-953
Lluviosa	-353	310	270	40	-663	-68	358	-	-953

Fuente: CEPAL, sobre la base de mercados eléctricos y programas de expansión suministrados por las empresas eléctricas del Istmo.

a/ Guatemala más El Salvador.

b/ Honduras más Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

congruentes con la magnitud de las variables involucradas. Se supuso como criterio general que los flujos se realizarían prioritariamente con los países vecinos, con objeto de disminuir las pérdidas de transmisión involucradas; cuando los excedentes de un país tuviesen mercado en sus dos países fronterizos, éstos se repartirían proporcionalmente a los faltantes de cada uno.

Como actualmente no existe un programa definido para la construcción de la línea de transmisión para interconectar los sistemas eléctricos de Guatemala y El Salvador con los del resto de la región, se analiza, en primer término, la necesidad de tal línea a efectos de estimar una fecha deseable para su entrada en operación y aprovechar así los flujos de energía eléctrica que posibilitaría. Un análisis comparativo de excedentes y faltantes estacionales de energía económica en las dos subregiones que estarían interconectadas internamente a partir de 1986 (véase nuevamente el cuadro V-2) muestra que: en año medio Guatemala y El Salvador no intercambiarían entre ellos energía eléctrica de origen hidráulico o geotérmico debido a que ambos tendrían simultáneamente el mismo tipo de balance; sus excedentes serían relativamente apreciables (entre 300 y 1 200 GWh para el conjunto de los dos países), y se concentrarían en la estación lluviosa; el balance subregional de los otros cuatro países ofrecería, a partir de 1987, un mercado con estacionalidad complementaria que permitiría colocar todos o la mayor parte de tales sobrantes, y disponer probablemente en la estación seca, de flujos en sentido contrario. En principio, la línea de transmisión, actualmente en construcción, entre Guatemala y El Salvador, serviría básicamente para optimizar la generación térmica conjunta al permitir la operación de las centrales más económicas -aunque en año medio ésta sería después de 1990- y para aprovechar los excedentes que se generarían en el segundo país en la eventualidad de un año crítico.

En conclusión, el mayor beneficio de la interconexión entre los dos países se tendría cuando ésta se amplíe al resto de la región y puedan aprovecharse los grandes excedentes de energía económica que en ellos se presentan, los cuales de otra manera tendrían que derramarse. Se consideró que 1988 era la fecha factible más inmediata para que entrara en operación tal línea y se supuso que ésta debería construirse de El Salvador a Honduras, porque comprende una distancia menor que de Guatemala a Honduras, aunque ello no significa que ésta última no deba estudiarse y, en su caso, construirse. Como consecuencia de la fecha adoptada anteriormente, los derrames de energía hidroeléctrica en los años 1986 y 1987 serían superiores al balance neto de la región ya que no se cubrirían los déficit del grupo Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá por la falta de la interconexión mencionada, derramándose todos los excedentes del sistema Guatemala-El Salvador.

Con estos supuestos adicionales se simularon los posibles flujos de energía eléctrica económica entre los países del Istmo, los cuales se comentan a continuación.

En 1986 (véase el gráfico V-3), el subsistema eléctrico Guatemala-El Salvador tendrá un excedente importante (unos 1 300 GWh) no aprovechable al no existir la interconexión con el subsistema Honduras-Costa Rica-Nicaragua-Panamá. En la estación seca, los mercados de Nicaragua y Panamá tendrían déficit pero de magnitud insuficiente como para absorber los excedentes totales de Honduras y Costa Rica. Por lo tanto, estos países deberían disminuir su regulación interestacional generando una parte de sus excedentes en el semestre lluvioso para poder colocar la totalidad de los mismos.

Debido a que durante 1987 (véase el gráfico V-4) no habría más adiciones de energía eléctrica económica en la región que la que proporcionaría un pequeño proyecto de acumulación por bombeo en Nicaragua (Asturias), los excedentes anuales disponibles en Honduras y Costa Rica serían inferiores a los del año anterior y podrían venderse en su totalidad durante la estación seca; así, el faltante de Nicaragua en esta estación sería cubierto completamente con energía del primer país mencionado, en tanto que el de Panamá sólo sería satisfecho en forma parcial (aproximadamente en un 70%) debido a que su país vecino no contaría con suficientes excedentes y los sobrantes residuales de Honduras no serían de consideración. Por otro lado, Guatemala y El Salvador estarían en una situación similar a la de 1986 aunque con derrames algo menores (cerca de 1 000 GWh para todo el año).

Como se mencionó anteriormente, se consideró que a partir de 1988 estaría operando la línea de transmisión entre El Salvador y Honduras, con lo cual todos los países estarían ya interconectados. En la estación seca, Honduras seguiría estando en posibilidad de cubrir el faltante de Nicaragua, puesto que la disminución de los sobrantes del primer país mencionado, con respecto al año precedente, se compensaría con el menor déficit que se produciría en el segundo por la entrada en operación del proyecto geotérmico Momotombo II. A su vez, Costa Rica contaría con un mayor excedente que el año anterior, por la adición del proyecto hidroeléctrico Ventanas-Garita, el cual le permitiría cubrir en forma total -conjuntamente con los sobrantes de menor importancia de Guatemala y El Salvador- el déficit creciente de Panamá. (Véase el gráfico V-5.) Durante la estación lluviosa habría importantes excedentes guatemaltecos y salvadoreños que, con la interconexión operando, podrían satisfacer los faltantes nicaragüenses y panameños, pero se produciría de todos modos un derrame de unos 180 GWh. Como el criterio adoptado supone que los intercambios de energía eléctrica se realizarían con prioridad a países vecinos a efecto de disminuir las pérdidas de transmisión, Guatemala desempeñaría el papel de exportador residual teniendo que absorber el total de los derrames antes citados.

Cabe subrayar que la sobrerregulación supuesta en Costa Rica y Honduras sería deseable, puesto que, por un lado, durante el semestre seco habría mercado para la totalidad de sus excedentes -fundamentalmente en sus países vecinos- y, por otro, permitiría aprovechar la

GRAFICO V-3

ISTMO CENTROAMERICANO: Posibles flujos de energía eléctrica^a entre países, año hidrológico medio, 1986

(Gwh)

ESTACION SECA

GUATEMALA

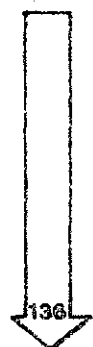
EL SALVADOR

HONDURAS

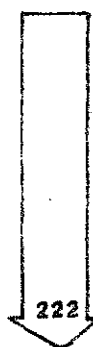
NICARAGUA

COSTA RICA

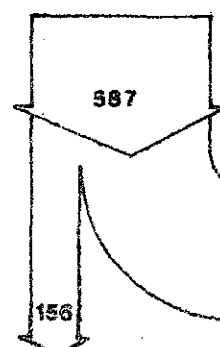
PANAMA



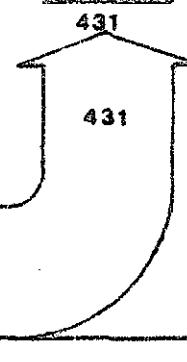
derrames



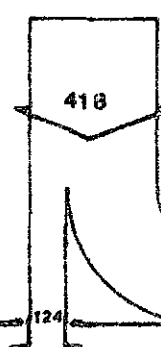
derrames



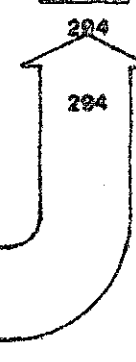
derrames



431

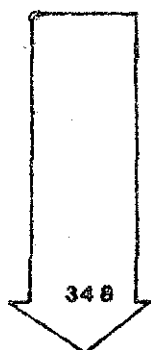


derrames

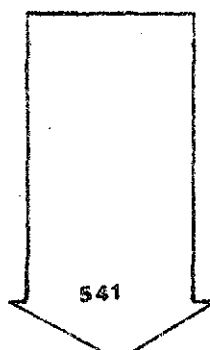


294

ESTACION LLUVIOSA



derrames



derrames

234

108

- 141 -

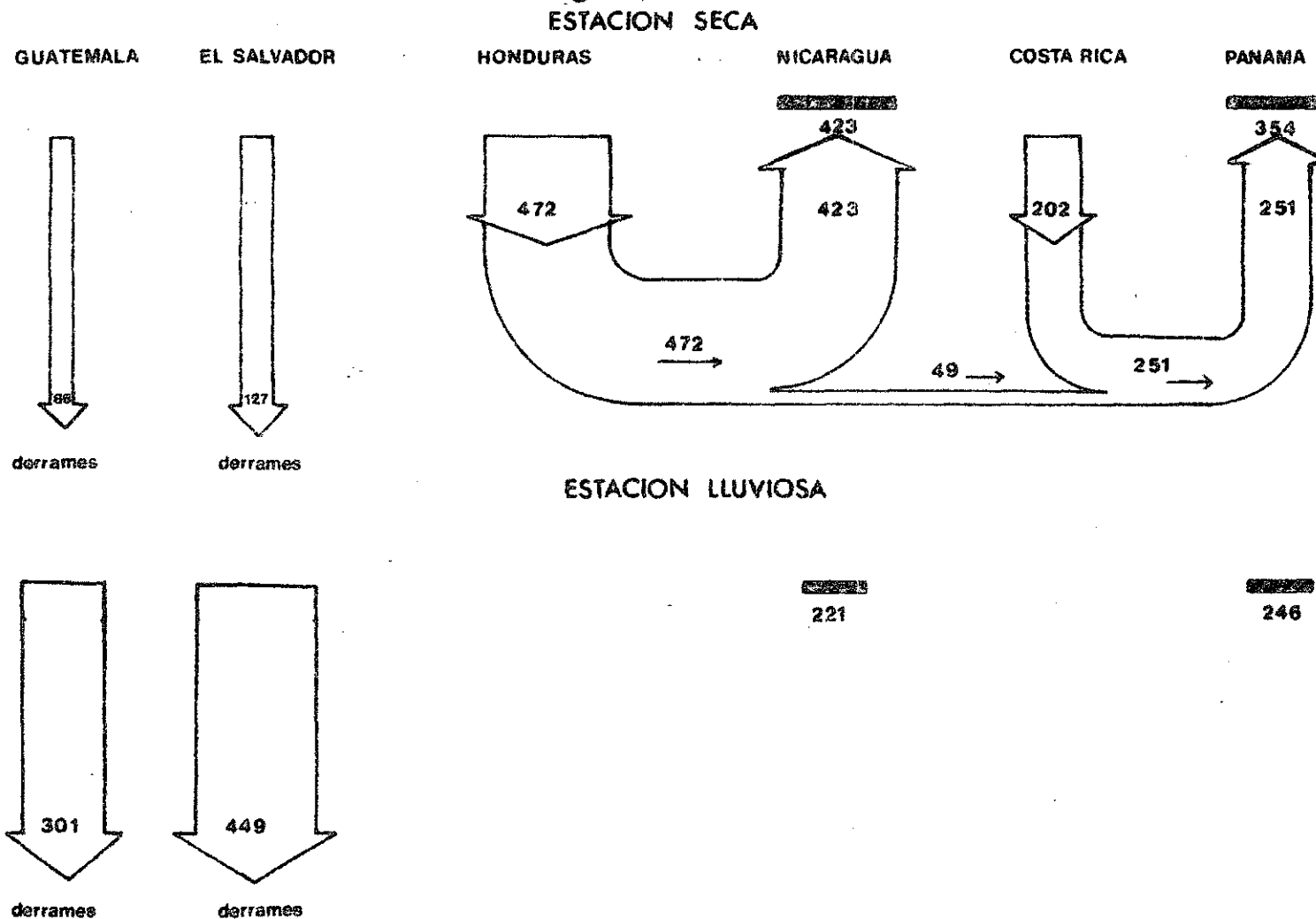
/Gráfico V-4

Fuente: CEPAL, sobre información proporcionada por empresas eléctricas

■ faltantes de energía económica

a) se refiere a la denominada energía económica generada por centrales hidroeléctricas y geotérmicas

GRAFICO V-4 **ISTMO CENTROAMERICANO: Posibles flujos de energía eléctrica^a entre países, año** **hidrológico medio 1987 (Gwh)**

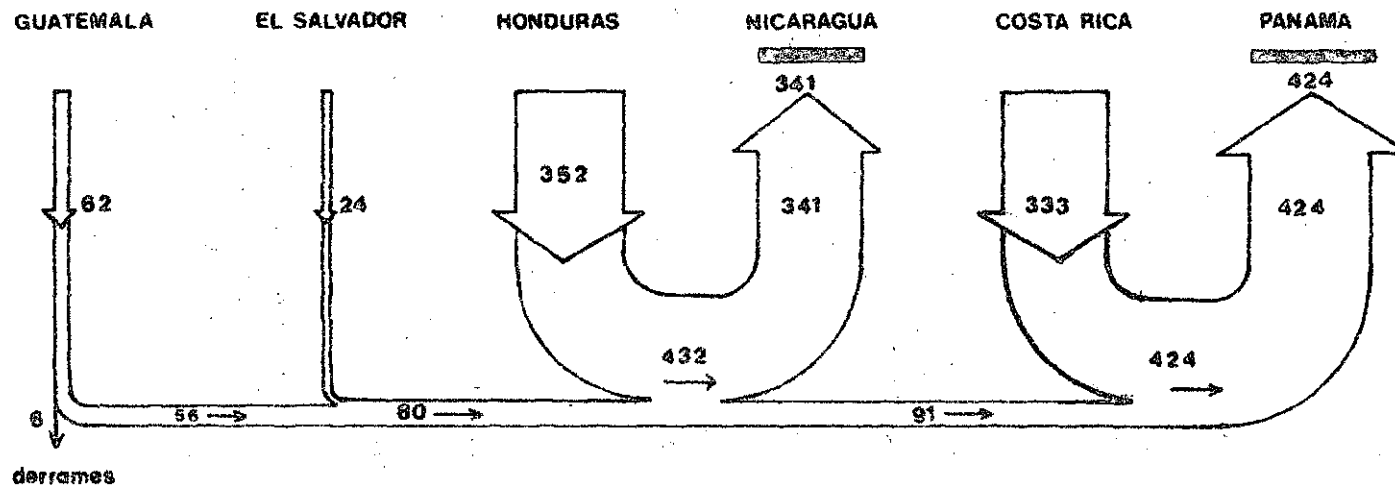


Fuente: CEPAL, sobre información de empresas eléctricas

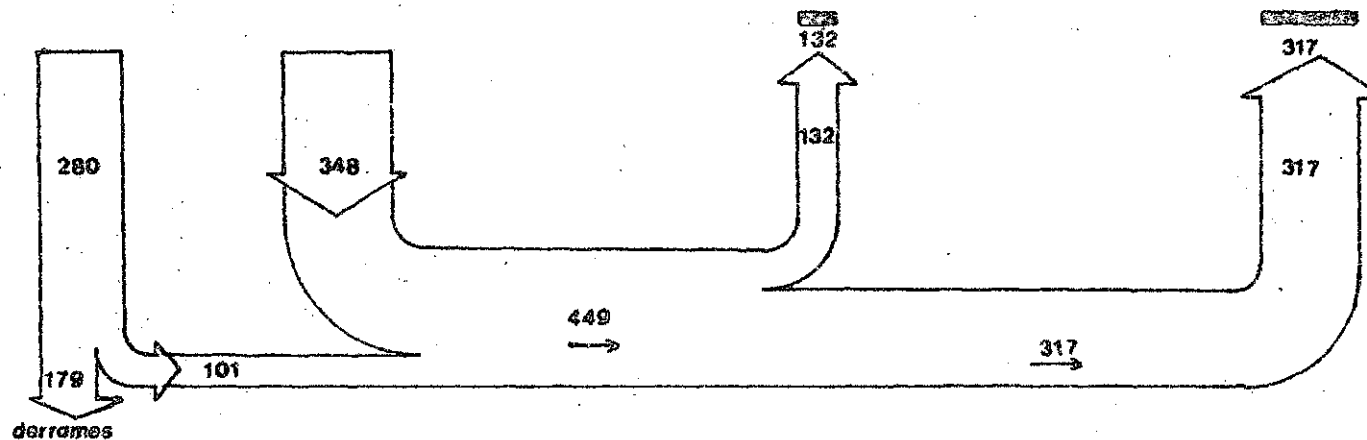
~~energía~~ faltantes de energía

a) se refiere a la denominada energía económica generada en centrales hidroeléctricas y geotérmicas

GRAFICO V-5
ISTMO CENTROAMERICANO: Posibles flujos de energía eléctrica^a entre países
año hidrológico medio 1988 (Gwh)
ESTACIÓN SECA



ESTACIÓN LLUVIOSA



Fuente: CEPAL sobre información de empresas eléctricas
 faltantes de energía económica

a) se refiere a la denominada energía económica generada en centrales hidroeléctricas y geotérmicas

/mayor parte

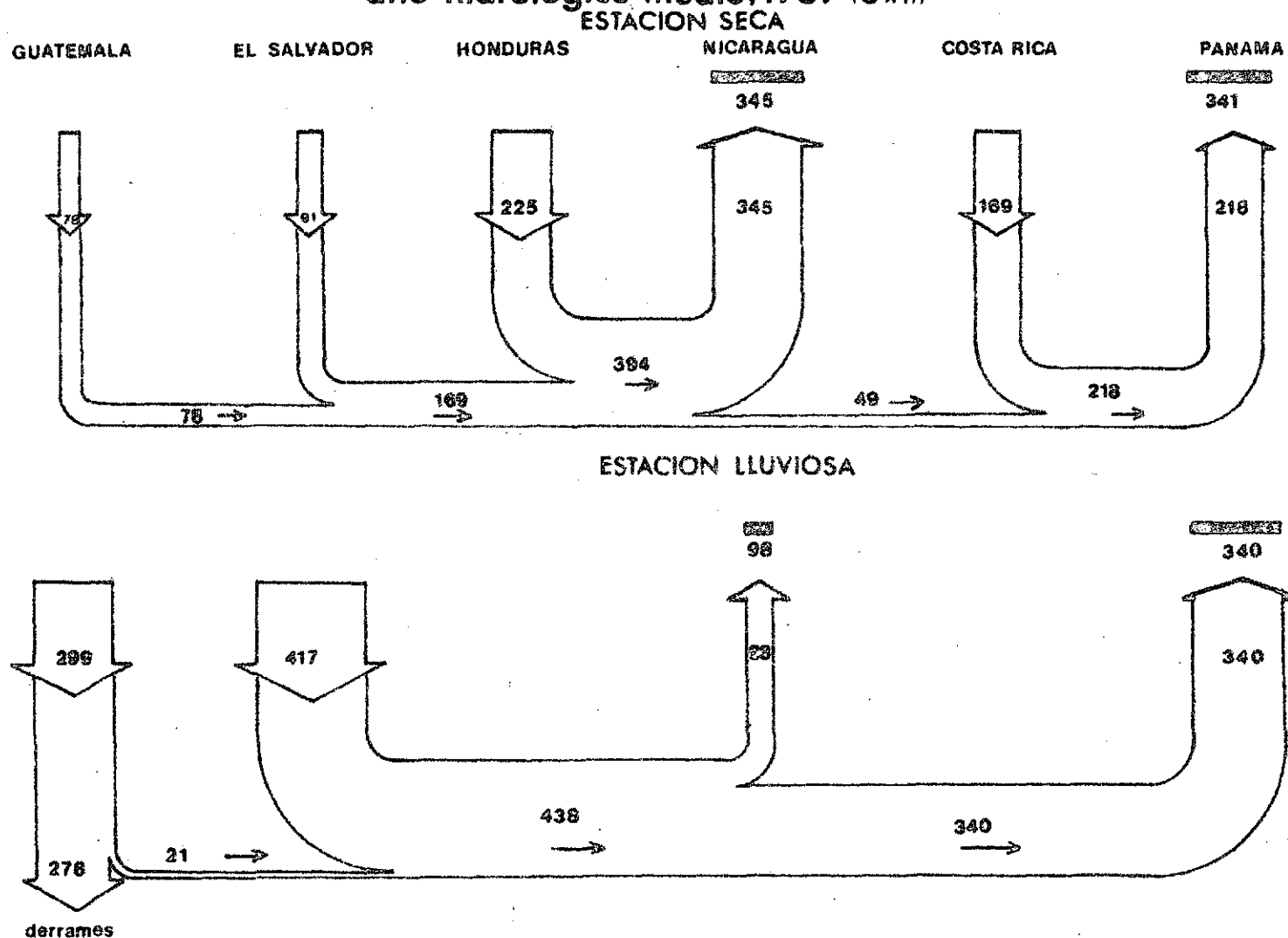
mayor parte (70%) de los grandes excedentes que se obtendrían durante la estación lluviosa en Guatemala y El Salvador, aunque éstos se destinarían principalmente al otro extremo de la región.

En 1989, los sistemas eléctricos de Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá contarían con nuevos proyectos hidráulicos y geotérmicos que aportarían energía económica en una cantidad algo superior al incremento de la demanda prevista para ese año. Durante la estación seca el déficit nicaragüense sería prácticamente igual al de 1988, y se cubriría en un 65% con el decreciente excedente hondureño y el resto con los sobrantes salvadoreños y guatemaltecos. Por otra parte, el déficit panameño sólo sería cubierto en forma parcial (algo más del 60%). Sus importaciones serían abastecidas en un 78% por energía costarricense y el resto con los excedentes de Guatemala que no tendrían cabida en el sistema de Nicaragua. (Véase el gráfico V-6.) En la estación lluviosa el panorama sería muy parecido al del año anterior en lo que se refiere al volumen de los flujos y a los países involucrados, pero en este caso la mayor disponibilidad de excedentes en El Salvador haría posible que este país cubriera casi todo el mercado, mientras que Guatemala aumentaría sus derrames. Cabe mencionar que debido a la modalidad de operación señalada para la hidroeléctrica Bayano (Panamá) se estaría en posibilidad de transferir de la estación lluviosa a la seca aproximadamente 100 GWh adicionales, con lo cual los excedentes del resto de la región podrían cubrir los faltantes totales de este país durante el semestre seco, mientras que en el lluvioso los derrames disminuirían en esa misma cantidad.

Como la única adición de energía económica en el año 1990 proveniría del proyecto geotérmico Miravalles en Costa Rica, no se producirían derrames. (Véase el gráfico V-7.) Los excedentes de este país serían menores que los faltantes que Nicaragua o Panamá estarían en capacidad de absorber en la estación seca, así que se repartirían entre ambos países proporcionalmente a sus déficit, una vez que Honduras exportara sus ya disminuidos sobrantes hidroeléctricos a Nicaragua; por su parte, Guatemala enviaría sus reducidos excedentes a El Salvador, mercado de la misma magnitud. Durante la estación lluviosa Guatemala dejaría de ser un exportador residual al tener mercado para sus excedentes, cubriendo junto con El Salvador el déficit de Nicaragua y casi la totalidad del correspondiente a Panamá.

Para 1993 (véase gráfico V-8), la situación sería bastante diferente a la descrita. Nicaragua dejaría de ser deficitaria con la entrada en operación en 1992 de la hidroeléctrica Copalar y podría exportar sus excedentes disponibles en la estación seca a Honduras, que ahora tendría faltantes. Por otra parte, con el inicio de operaciones del proyecto hidroeléctrico Angostura, Costa Rica contaría con mucho mayores excedentes que en el período anterior, los cuales seguirían siendo generados en el semestre seco y le permitirían cubrir los faltantes totales, ya cuantiosos, de Panamá, así como los de El Salvador y una fracción de los de Guatemala -estos dos últimos países ya no tendrían excedentes en esta

GRAFICO V-6
ISTMO CENTROAMERICANO: Posibles flujos de energía eléctrica^a entre países,
año hidrológico medio, 1989 (Gwh)

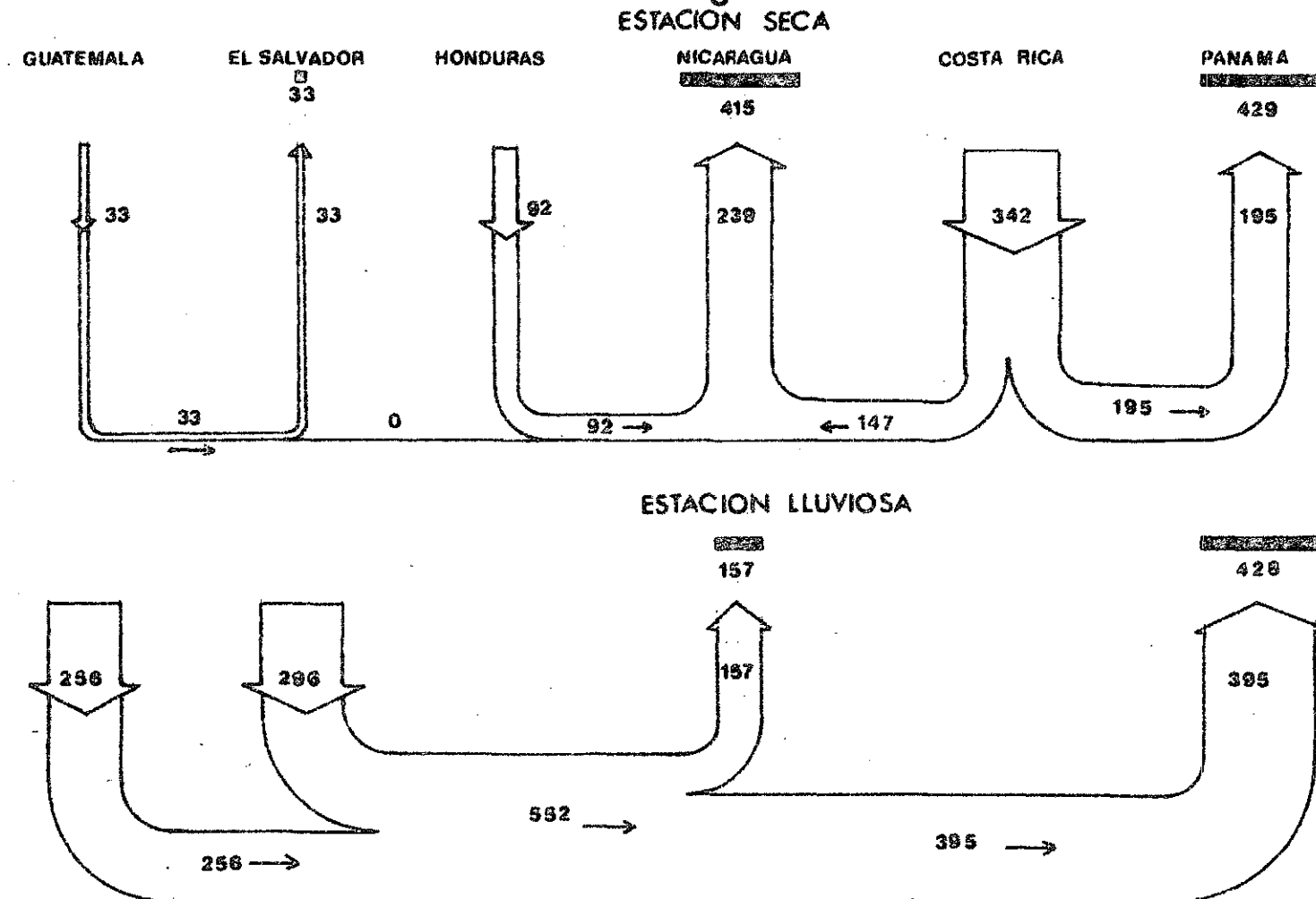


Fuente: CEPAL sobre información proporcionada por empresas eléctricas

 faltante de energía eléctrica

a) se refiere a la denominada energía económica generada por centrales hidroeléctricas y geotérmica

GRAFICO V-7 **ISTMO CENTROAMERICANO: Posibles flujos de energía eléctrica^a entre países** **año hidrológico medio 1990 (Gwh)**

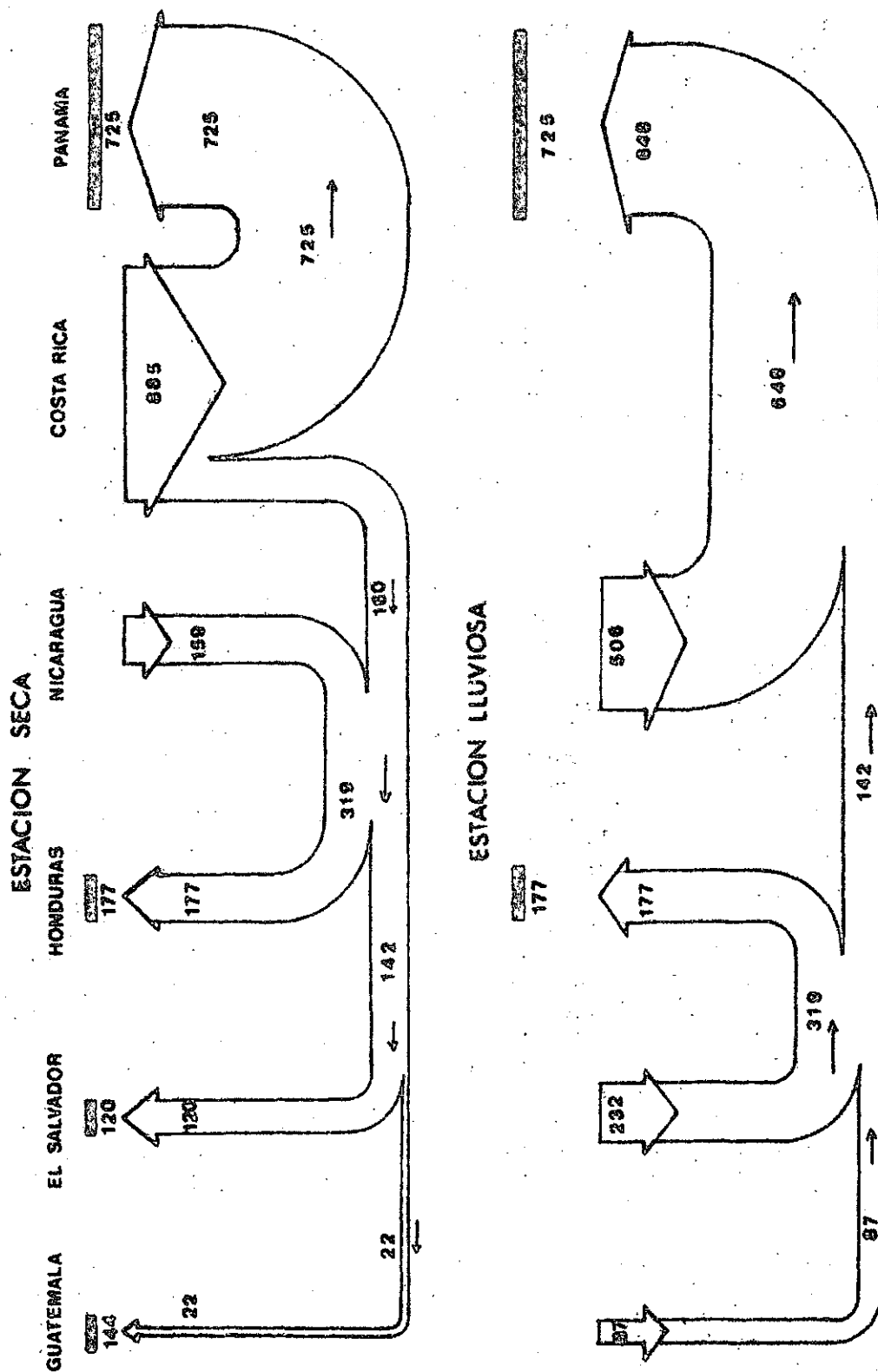


Fuente : CEPAL sobre información proporcionada por empresas eléctricas

■ faltantes de energía eléctrica.

a) se refiere a la denominada energía económica generada por centrales hidroeléctricas y geotérmicas.

GRAFICO V - 8
ISTMO CENTROAMERICANO: Posibles flujos de energía eléctrica entre países, año hidrológico medio 1993 (Gwh)



Fuente: CEPAL sobre información proporcionada por empresas eléctricas
 a) se refiere a la denominada energía económica generada en centrales hidroeléctricas y geotérmicas.

/estación

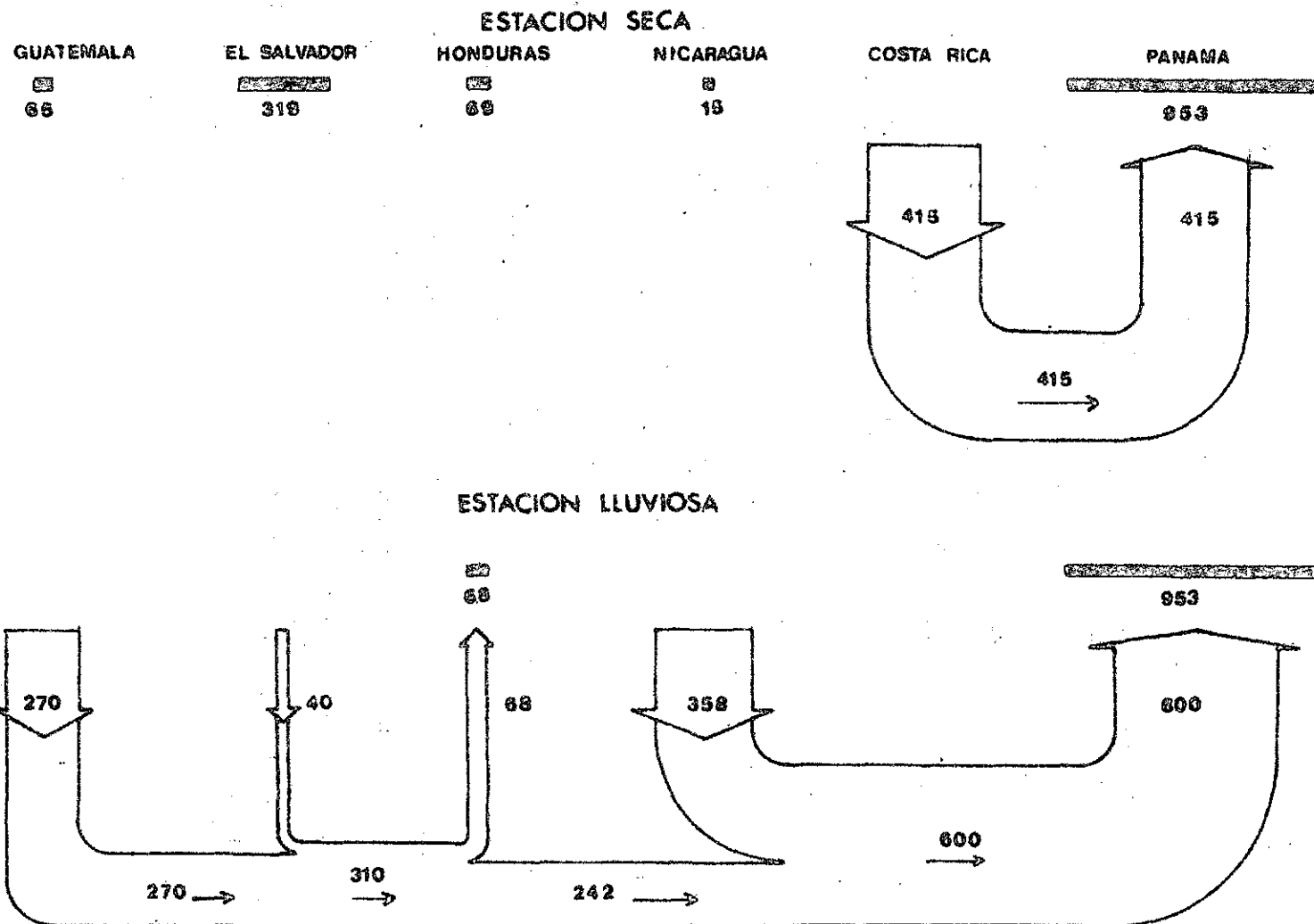
estación como en los años previamente analizados. Por otro lado, durante la estación lluviosa seguirían teniendo excedentes Guatemala y El Salvador pero en magnitudes mucho menores (que por falta de capacidad de regulación no podrían transferirse a la estación seca). Con ellos se cubriría el mercado de Honduras y el resto iría a Panamá conjuntamente con los excedentes mayores que Nicaragua tendría en esta estación. Se lograría así satisfacer la casi totalidad (90%) del faltante de este último país deficitario. Cabe agregar que en este año se tendrían los mayores flujos entre países (1 900 GWh) de todo el decenio analizado, y a cada estación le correspondería una cantidad similar.

En 1995, último año analizado, sólo Costa Rica contaría con excedentes de energía económica en la estación seca y se destinarían íntegramente al gran mercado que representaría Panamá, ya que Nicaragua, su otro país vecino, prácticamente se autoabastecería. (Véase el gráfico V-9.) Durante la estación lluviosa los excedentes serían bastante mayores que en la seca y se producirían fundamentalmente en Guatemala y Nicaragua, en tanto que el mercado sería esencialmente el mismo.


Con base en el análisis anual de posibles flujos eléctricos, se puede afirmar que sería deseable que en la estación seca se generara el total de los excedentes anuales de energía económica de Honduras y Costa Rica, ya que se tendría mercado para ellos en tal estación, principalmente en sus países vecinos. Ello permitiría, a su vez, que Guatemala y El Salvador pudieran vender la mayor parte o la totalidad de sus considerables excedentes disponibles durante la estación lluviosa, una vez que estuviera operando la interconexión con el resto de la región; los mismos cubrirían en primera instancia los faltantes de Nicaragua (de 1988 a 1991) y Honduras (de 1991 a 1995), y el resto, que significa la mayor parte, tendría como destino el otro extremo del Istmo, Panamá. Aun con la interconexión total, seguiría habiendo derrames en el sistema Guatemala-El Salvador que, sin embargo, se limitarían a los años 1988 y 1989 y significarían sólo el 25% y 30%, respectivamente, de los excedentes totales de ambos países. Como el criterio adoptado asigna prioridad a los flujos entre los países vecinos, aquellos localizados en los extremos de la región -Guatemala y Panamá- asumirían el papel de exportadores o importadores residuales, presentándose en ellos los derrames o mercados no satisfechos según fuere el caso. Cabe destacar que esto es producto del criterio seguido que busca minimizar las pérdidas de transmisión y podría ser modificado para perseguir otros objetivos como una distribución más equitativa de los beneficios producidos por los intercambios.

Según los resultados obtenidos, en un año hidrológico medio que coincidiera en toda la región, se tendrían flujos de energía eléctrica con origen geotérmico o hidráulico del orden de los 1 000 GWh anuales en la mayoría de los años analizados, los que podrían aumentar significativamente durante 1993 (véase el cuadro V-3); de éstos, entre 300 y 600 GWh serían aprovechables exclusivamente si se realizara la

GRAFICO V-9
ISTMO CENTROAMERICANO: Posibles flujos de energía eléctrica* entre países, año
hidrológico medio 1995 (Gwh)



Fuente: CEPAL en base a información de empresas eléctricas.

 faltante de energía económica.

a) se refiere a la denominada energía económica generada en centrales hidroeléctricas y geotérmicas

Cuadro V-3

ISTMO CENTROAMERICANO: FLUJOS TOTALES ENTRE PAISES, DERRAMES
Y GENERACION TERMICA RESTANTES, EN AÑO MEDIO,
CON RESPECTO A LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA

	Demanda total (GWh)	Flujos			Derrames		Generación térmica	
		GWh	% ^{a/}	Ahorro en combustible (millones de dólares) ^{b/}	GWh	% ^{a/}	GWh	% ^{a/}
1986 ^{c/}	12 183	1 005	8.2	54.3	1 247	10.2	139	1.1
1987 ^{c/}	12 908	674	5.2	36.4	963	7.5	570	4.4
1988	13 697	1 214	8.9	65.6	185	1.4	-	-
1989	14 651	1 001	6.8	54.0	278	1.9	123	0.8
1990	15 599	1 019	6.5	55.0	-	-	443	2.8
1993	18 874	1 869	9.9	100.9	-	-	199	1.1
1995	21 469	1 083	5.0	58.5	-	-	1 359	6.3

a/ Sobre la demanda total.

b/ Considerando 2 000 barriles de combustóleo, con precio unitario de 27 dólares para generar 1 GWh.

c/ Se supuso que Guatemala y El Salvador no estarían interconectados al resto de la región durante estos dos años.

d/ Considerando que Honduras y Costa Rica aprovecharían todos sus excedentes generándolos en ambas estaciones.

interconexión de Guatemala y El Salvador con el resto de la región a partir de 1988. En términos relativos, los flujos anuales totales mencionados representarían entre 5% y 10% de la demanda total de energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, según el año de que se trate. Un indicador adicional de la importancia de tales flujos sería el valor del combustible que se dejaría de consumir para generación térmica en los países importadores de electricidad y que sería de unos 60 millones de dólares anuales en promedio para toda la región si se considera un ahorro de 2 000 barriles de combustóleo por cada GWh desplazado -correspondiente a las turbinas de vapor más grandes de Nicaragua y Panamá, los principales países deficitarios de energía económica- a un precio de 27 dólares por barril. Además, es de notarse que con los intercambios de energía eléctrica entre países la generación térmica resultante se reduciría a cantidades bastante pequeñas en términos relativos, por lo que resultaría un abastecimiento regional prácticamente hidráulico y geotérmico, para el caso de hidrología media. Conviene destacar que estas transferencias de energía pueden encontrarse con algunas limitaciones operativas y de capacidad en las redes eléctricas de la región, que deben analizarse cuidadosamente a fin de plantear soluciones adecuadas y oportunas para evitar problemas en el futuro.

Con base en los flujos de energía eléctrica resultantes del análisis simplificado que se expuso en este capítulo, se recomienda que se aborden estudios más detallados con miras a: i) afinar la cuantificación de excedentes de energía económica, ii) definir los límites de transferencia de potencia entre países con las instalaciones actuales para distintas condiciones de operación y iii) establecimiento de contratos multinacionales para reforzar las interconexiones en la medida que se justifique técnica y económicamente con un mejor aprovechamiento de la energía económica excedente que resulte. Aún sin concretarse refuerzos a la red de transmisión, la realización de este estudio sigue siendo recomendable para, por una parte, cuantificar con mayor precisión los ahorros factibles de lograr por valorización de energía económica y, por la otra, para detectar limitaciones operativas por lo débil de las interconexiones multinacionales existentes y previstas con los beneficios resultantes.

Cabe enfatizar el hecho de que muchos de los flujos de energía anteriores no se podrían transferir con las redes de transmisión resultantes de las adiciones de líneas sencillas entre pares de países. Para hacer posible dichos flujos se requerirían refuerzos, incluyendo nuevas líneas de transmisión cuyas inversiones se estima serían fácilmente justificables.

Las limitaciones operativas que se prevén surgen fundamentalmente de que los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano fueron diseñados para operar autónomamente. Aun a nivel independiente presentan características de sistemas débilmente interconectados también conocidos como longitudinales, con mayor razón al interconectarse dos o más países mediante una línea sencilla de longitud considerable.

Los sistemas eléctricos débiles obligan a una supervisión más cuidadosa para mejorar su operación. Los principales problemas técnicos que se afrontan en su operación están relacionados con el comportamiento dinámico, aprovechamiento máximo de redes de transmisión con poco soporte de voltaje y control del sistema eléctrico para evitar que una contingencia típica sencilla, disparo de un generador o de una línea de transmisión, evolucione en disturbio extenso.

Por otro lado, las restricciones financieras y el mismo desarrollo económico de los países del Istmo Centroamericano impiden justificar un diseño con alto nivel de confiabilidad para el sistema eléctrico. Por las mismas razones, es esencial obtener la máxima utilización de los recursos de generación, transmisión y transformación. Se deberá evaluar a nivel de flujos de potencia y análisis de contingencias la operación del sistema eléctrico interconectado para determinar los flujos de energía técnicamente factibles de intercambiar, o analizar la conveniencia de incorporar mejoras para incrementar los intercambios de energía eléctrica económica entre los países.

Ya que los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano seguirán siendo longitudinales, en un horizonte de tiempo previsible, es recomendable integrar un grupo de análisis y supervisión de seguridad en cada país para lograr mejorar la operación. Dicho grupo, que se propone esté dedicado exclusivamente a esta actividad, puede constar de dos o tres elementos y es muy importante que se integre con personal de alto nivel técnico.

El grupo de análisis y supervisión de seguridad se ubicaría en el ámbito de operación pero sería de suma utilidad la interacción de este grupo con el personal de planificación. De esta manera se detectarían condiciones de operación inseguras para el futuro y se adicionarían medidas para la mejor utilización de los recursos del sistema de potencia. Esto es, en la etapa de esta planificación, se pueden prevenir condiciones de operación puntuales realistas que conduzcan a implantar equipos de bajo costo relativo (esquemas de control, un reactor en derivación, disparo-recierre monopolar, etc.) lo que redundará en una operación mejorada, seguridad y economía de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano, tanto a nivel nacional como regional.

